

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA TÉRMICA Y DE FLUIDOS



TRABAJO FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

OPTIMIZACIÓN DE LA ALTURA DE TORRE EN CAMPOS DE HELIOSTATOS CIRCULARES

Septiembre, 2014

Autora: González Quintero, Carolina

Tutor: Sánchez González, Alberto

ÍNDICE DE CONTENIDO

RESUMEN.....	9
1. INTRODUCCIÓN	11
1.1. Energía Solar	11
1.1.1. Tecnologías solares sin concentración	13
1.1.2. Tecnologías solares de concentración	15
1.1.2.1. Tecnología de Cilindro Parabólico	16
1.1.2.2. Lentes Fresnel	20
1.1.2.3. Disco Stirling	22
1.1.2.4. Tecnología de Torre Solar	25
1.1.3. Otras tecnologías: Estanque Solar	27
1.2. Tecnología de Torre Solar	28
1.2.1. Campo solar: heliostatos	28
1.2.2. Receptor	30
1.2.3. Torre	33
1.2.4. Tecnología de Torre Solar frente a otras tecnologías	35
1.3. Motivación	36
1.3.1. Aprovechamiento de Energía Solar	36
1.3.2. Necesidad de I+D	36
2. PLANTEAMIENTO.....	43
2.1. Gemasolar	43
2.1.1. Datos de Gemasolar empleados en el cálculo del óptimo	50
2.2. Herramienta de Cálculo: DELSOL3	51
2.2.1. <i>Input</i> para el diseño	53
2.3. Procedimiento de cálculo	59
2.3.1. Eficiencia del campo solar	59
2.3.2. Pérdida de carga y consumo de bombeo de sales	60
2.3.3. Energía neta	66
3. RESULTADOS	67
3.1. Eficiencia del campo de heliostatos	67

3.2. Consumo en el bombeo de sales	70
3.3. Energía neta	75
3.4. Altura óptima de torre	76
4. CONCLUSIÓN	77
5. LINEAS FUTURAS	79
6. ANEXOS.....	81
A. <i>Input</i> en DELSOL3 para el diseño	81
B. Eficiencia del campo solar y factores de pérdidas.....	82
C. Pérdidas de carga y consumo en el bombeo de sales fundidas en la instalación del sistema receptor	83
D. Energía neta.....	84
BIBLIOGRAFÍA	85

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. ESPECTRO DE RADIACIÓN SOLAR (WIKIPEDIA)	11
FIGURA 2. TIPOS DE RADIACIÓN SOLAR (MONOGRAFÍAS).....	11
FIGURA 3. (A) ESQUEMA BÁSICO DE ELEMENTOS DEL CICLO BÁSICO DE RANKINE. (B) DIAGRAMA T-S DEL CICLO BÁSICO DE RANKINE. (KALOGIROU, 2009)	13
FIGURA 4. ESQUEMA BÁSICO DE INSTALACIÓN DE ACS CON COLECTOR SOLAR.....	14
FIGURA 5. ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE CENTRAL TERMOSOLAR (KALOGIROU, 2009).....	15
FIGURA 6. COMPONENTES DEL CAMPO SOLAR CCP (TORRESOL).....	16
FIGURA 7. MOVIMIENTO DEL CILINDRO PARABÓLICO CON EL SOL (RENOVETEC)	17
FIGURA 8. ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE PLANTA DE CILINDROS PARABÓLICOS. (TORRESOL)	17
FIGURA 9. VISTA AÉREA DE LAS PLANTAS CCP VALLE 1 Y VALLE 2 (TORRESOL).....	18
FIGURA 10. ESQUEMA DE ISCC PARA CAMPO SOLAR DE CCP (MADRIDMASD).....	19
FIGURA 11. ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE TECNOLOGÍA DE LENTES FRESNEL (WIKIPEDIA).....	20
FIGURA 12. PLANTA TERMOSOLAR PUERTO ERRADO 2 (NOVATEC).....	21
FIGURA 13. ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE DISCO STIRLING O PARABÓLICO (ADR)	22
FIGURA 14. FOTOGRAFÍA DE RECEPTOR EN DISCO PARABÓLICO (LOSADA SAN JOSÉ).....	23
FIGURA 15. COMPONENTES DE CAMPO SOLAR DE DISCO PARABÓLICO O STIRLING (RENOVALIA).....	23
FIGURA 16. HELIOSTATO (ABENGOA).....	25
FIGURA 17. SISTEMA DE SEGUIMIENTO SOLAR EN DOS EJES SOBRE HELIOSTATO (IZQUIERDO MILLÁN, 2013-2014).....	25
FIGURA 18. ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE CAMPO SOLAR DE RECEPTOR CENTRAL (ADR).....	26
FIGURA 19. ESQUEMA DE LAS ZONAS DE UN ESTANQUE SOLAR (KALOGIROU, 2009).....	27
FIGURA 20. ESQUEMA DE PLANTA CON ESTANQUE SOLAR (KALOGIROU, 2009).....	27
FIGURA 21. CAMPO SOLAR DE HELIOSTATOS CIRCULAR (IZQUIERDA) Y NORTE (DERECHA) (LABORATORIES, 1986)	28
FIGURA 22. VISTA AÉREA DE CENTRALES PS10 Y PS20 (IZQUIERDA) (ABENGOA). VISTA AÉREA GEMASOLAR (DERECHA) (TORRESOL)	29
FIGURA 23. ESQUEMA TOTAL DE PÉRDIDAS EN UN HELIOSTATO: EFECTO COSENO, SOMBRAS, Y ATENUACIÓN ATMOSFÉRICA. (LABORATORIES, 1986).....	29
FIGURA 24. EFECTO COSENO EN UN HELIOSTATO. A, ÁNGULO DE INCIDENCIA. (ACADEMIA DE INGENIERÍA MÉXICO).....	30
FIGURA 25. SOMBRAS Y BLOQUEOS (ACADEMIA DE INGENIERÍA MÉXICO)	30
FIGURA 26. CLASIFICACIÓN DE LOS TIPOS DE RECEPTORES EN PLANTAS TERMOSOLARES DE TIPO RECEPTOR CENTRAL.....	31
FIGURA 27. DIBUJO DE RECEPTOR EXTERNO (IZQUIERDA) Y RECEPTOR DE CAVIDAD (DERECHA) (LABORATORIES, 1986)	31
FIGURA 28. RECEPTOR CILÍNDRICO (LATA, 2008).....	32
FIGURA 29. DETALLE DE DOS PANELES DE UN RECEPTOR (LABORATORIES, 1986)	32
FIGURA 30. BALANCE ENERGÉTICO EN EL RECEPTOR (LABORATORIES, 1986)	33
FIGURA 31. TIPOS DE TORRE: TORRE DE ACERO (IZQUIERDA) Y TORRE DE HORMIGÓN ARMADO (DERECHA) (LABORATORIES, 1986)	34
FIGURA 32. ASCENSORES Y ESCALERAS EN TORRE (ALIMAK).....	34
FIGURA 33. SISTEMA CREMALLERA-PIÑÓN (ALIMAK).....	37
FIGURA 34. IMPACTO DE MEJORAS POR I+D SOBRE EL PRECIO DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR DE TORRE SOBRE EL LCOE (GREGORY J. KOLB, 2011)	40
FIGURA 35. PLANTA CON DOS CAMPOS SOLARES Y DOS TORRES CONSTRUIDA POR E-SOLAR (ESOLAR).41	
FIGURA 36. VISTA AÉREA DE GEMASOLAR (TORRESOL).....	44

FIGURA 37. CAPTURAS DE PANTALLA DE SOFTWARE SENSOL (SENER)	44
FIGURA 38. TORRE DE GEMASOLAR RODEADA DEL CAMPO DE HELIOSTATOS EN FUNCIONAMIENTO (TORRESOL).....	46
FIGURA 39. SISTEMA DE SEGUIMIENTO SOLAR DISEÑADO POR SENER (SENER).....	46
FIGURA 40. VISTA DEL CAMPO DE HELIOSTATOS EN POSICIÓN HORIZONTAL (TORRESOL)	47
FIGURA 41. ROBOT HECTOR LIMPIANDO UN HELIOSTATO (SENER)	47
FIGURA 42. CIMENTACIÓN DE LA TORRE (AGENCIA ANDALUZA DE LA ENERGÍA)	48
FIGURA 43. VISTA SATÉLITE DE GEMASOLAR (GOOGLE MAPS)	50
FIGURA 44. FORMA GAUSSIANA DE LA RADIACIÓN SOLAR (IZQUIERDO MILLÁN, 2013-2014)	54
FIGURA 45. CAMPO SOLAR DE GEMASOLAR EN SAM	54
FIGURA 46. DEFINICIÓN GRÁFICA DE W, H, Y THT (KISTLER, 1986).....	58
FIGURA 47. DEFINICIÓN GRÁFICA DE IAUTOP = 0. (KISTLER, 1986)	58
FIGURA 48. ESQUEMA DEL RECORRIDO DE LAS SALES FUNDIDAS EN EL RECEPTOR	63
FIGURA 49. EFICIENCIA DEL CAMPO SOLAR EN FUNCIÓN DE THT	68
FIGURA 50. EFECTO COSENO A DIFERENTES ALTURAS DE TORRE	68
FIGURA 51. EFECTO DE LA ALTURA DE LA TORRE EN EL BLOQUEO ENTRE HELIOSTATOS	69
FIGURA 52. ENERGÍA TÉRMICA DISPONIBLE EN EL RECEPTOR.....	70
FIGURA 53. PÉRDIDA DE CARGA EN EL RECEPTOR	71
FIGURA 54. PÉRDIDA DE CARGA FLUIDOSTÁTICA EN LA TORRE	72
FIGURA 55. PÉRDIDA DE CARGA EN LA TORRE: HIDROSTÁTICA Y FLUIDOSTÁTICA.....	73
FIGURA 56. PÉRDIDAS EN LA INSTALACIÓN	73
FIGURA 57. ENERGÍA ANUAL CONSUMIDA EN EL BOMBEO DE LAS SALES FUNDIDAS POR LA TORRE Y EL RECEPTOR	74
FIGURA 58. ENERGÍA NETA.....	75

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. COMPARATIVA DE TECNOLOGÍAS SOLARES DE CONCENTRACIÓN (KALOGIROU, 2009)	15
TABLA 2. CENTRALES DE CILINDRO PARABÓLICO (CSP-WORLD).....	18
TABLA 3. CENTRALES ISCC CON TECNOLOGÍA CILINDRO PARABÓLICO EN EL MUNDO (CSP-WORLD)	19
TABLA 4. PLANTAS TERMOSOLARES DE LENTES FRESNEL (CSP-WORLD).....	21
TABLA 5. PLANTAS TERMOSOLARES DE DISCO PARABÓLICO O DISCO STIRLING (CSP-WORLD).....	24
TABLA 6. CENTRALES DE RECEPTOR CENTRAL (CSP-WORLD).....	26
TABLA 7. IMPACTO DE MEJORAS DE I+D SOBRE EL LCOE (GREGORY J. KOLB, 2011)	40
TABLA 8. VALORES DE RAD_{MIN} Y RAD_{MAX} EMPLEADOS	55
TABLA 9. TEMPERATURAS DE OPERACIÓN DE LAS SALES FUNDIDAS EN EL SISTEMA RECEPTOR.....	70
TABLA 10. PROPIEDADES DE LAS SALES FUNDIDAS A LA TEMPERATURA MEDIA EN EL RECEPTOR	70
TABLA 11. PROPIEDADES DE LAS SALES FUNDIDAS A LA TEMPERATURA DE BOMBEO EN LA TORRE	71
TABLA 12. DISEÑO ÓPTIMO	76
TABLA 13. FACTORES DE PÉRDIDAS Y EFICIENCIA DEL CAMPO SOLAR	82
TABLA 14. PÉRDIDAS DE CARGA EN EL SISTEMA RECEPTOR Y CONSUMO DE BOMBEO DE SALES.....	83
TABLA 15. ENERGÍA ANUAL ÚTIL EN EL RECEPTOR, ENERGÍA ANUAL CONSUMIDA EN EL BOMBEO DE LAS SALES, Y ENERGÍA NETA ANUAL.....	84

RESUMEN

Las plantas de Receptor Central se componen de un campo de heliostatos que forma la superficie de espejos y un sistema de seguimiento en su estructura que se encarga de mantener la radiación concentrada sobre el receptor en todo momento. El receptor se sitúa en el punto más alto de la torre y en él se efectúa la transformación de la energía solar concentrada en energía térmica, capaz de ser absorbida por un fluido. La energía térmica absorbida por el fluido se emplea en calentar agua en un generador de vapor para el ciclo de potencia.

El siguiente trabajo plantea una solución al problema del cálculo del óptimo de la altura de la torre en una planta termosolar de Receptor Central con campo de heliostatos circular y receptor cilíndrico de sales fundidas. Se realiza un estudio para diferentes alturas de torre en una central desde la radiación solar disponible hasta que alcanza la base de la torre.

El comportamiento de la radiación solar y del campo de heliostatos se analizará con el software DELSOL3. Este software proporcionará el valor de la radiación solar disponible anual, el valor de la eficiencia del campo de heliostatos y las horas de operación de la planta. Con esto se conoce la energía que alcanza la superficie del receptor, y a continuación, considerando un rendimiento de receptor, se calcula la energía térmica final disponible en el receptor para ser absorbida por las sales fundidas a su paso por el mismo. El consumo en el bombeo por la torre y el receptor se calcula como una bomba de sales fundidas que ha de vencer la altura de la torre y las pérdidas de carga del conjunto de la instalación: torre y receptor. Tras considerar las pérdidas en el campo solar, en el receptor y en el bombeo, se realiza un balance para conocer la energía neta disponible en la base de la torre.

Los resultados obtenidos determinan que la altura óptima de torre para el campo de heliostatos definido es de 160,75 metros, con una eficiencia del campo solar de 0,543; y teniendo finalmente una energía anual disponible en la base de la torre de $327,57 \text{ GWh/año}$.

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Energía Solar

El sol es una estrella con forma aproximada de esfera de casi setecientos mil kilómetros de diámetro compuesta de gases calientes en la que se producen numerosas reacciones nucleares. Las temperaturas que se alcanzan en el interior son del orden de $20 \cdot 10^6$ K, aunque para el estudio físico, se considera un cuerpo negro de 5670 K. La radiación, que se emite en forma de ondas, se divide según su frecuencia. El espectro solar se divide en radiación ultravioleta (longitud de onda menor que 400 nm), espectro visible (longitud de onda entre 400 y 700 nm) y radiación infrarroja (longitud de onda superior a 700 nm), como se observa en la Figura 1.

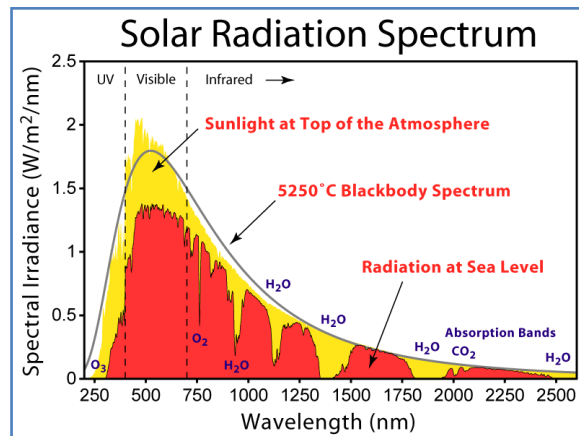


Figura 1. Espectro de radiación solar (Wikipedia)

La radiación total se divide en radiación directa y radiación difusa. La radiación directa es la radiación solar focalizada directamente desde el Sol sin sufrir la dispersión provocada por los gases de la atmósfera sin incluir la infrarroja. La radiación difusa se refiere a aquella que no es focalizada directamente desde el Sol sino que es dispersa por los gases de la atmósfera, y puede ser de tipo circunsolar, del cielo, o del horizonte.

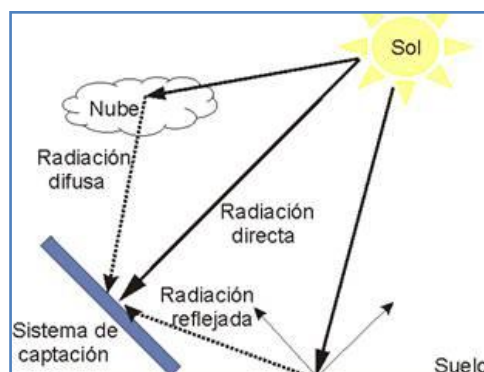


Figura 2. Tipos de radiación solar (Monografías)

Algunos ángulos relativos a la radiación solar que merece la pena considerar para un correcto estudio son:

Ángulo de declinación: es el ángulo formado por el Sol a mediodía con el plano del Ecuador. Se consideran declinaciones negativas las orientadas al Sur y positivas las orientadas al Norte. Depende exclusivamente del día del año.

Altura solar: es el ángulo formado por el haz solar y la horizontal.

Azimut solar: es el ángulo formado por la proyección del haz solar sobre el plano horizontal respecto a la dirección Sur

Ángulo horario: representa el desplazamiento de la proyección del haz solar sobre el plano ecuatorial respecto a la dirección Sur. Se consideran positivos hacia el Oeste y negativos hacia el Este.

Ángulo de incidencia: es el ángulo que forma el haz solar con la normal al plano de la superficie de apertura del colector o receptor solar.

Durante las últimas décadas se han hecho grandes avances en las técnicas de aprovechamiento solar, para acercarnos a la cultura basada en las energías limpias y renovables, y a la independencia de los combustibles fósiles.

Las tecnologías existentes para el aprovechamiento de la energía solar son diversas. En una primera clasificación, se pueden dividir entre aquellas que concentran la radiación y las que no. Las tecnologías que no usan concentradores son las de colector solar plano, en sus diferentes diseños, con aplicaciones fundamentalmente de ACS (Agua Caliente Sanitaria) y calefacción así como algunos procesos industriales de baja temperatura. Los sistemas que utilizan concentradores de la radiación alcanzan mayores temperaturas de operación, tanto que se utilizan en plantas de producción de potencia.

Los ciclos de potencia que acompañan a este tipo de centrales son similares a los ciclos de potencia convencionales, con la diferencia, de que en lugar de una caldera o generador de vapor convencionales, se tiene el sistema de concentración y recepción.

Las plantas termosolares utilizan en muchos casos el ciclo de Rankine para la producción de potencia. El ciclo básico de Rankine se representa en el diagrama T-S de la Figura 3. De 1 a 2 se produce el bombeo, de 1 a 2' si se considera el rendimiento de la bomba, tras esto, se produce el calentamiento y la generación del vapor, que posteriormente se expande en la turbina, siendo esto el proceso de 3 a 4 de forma ideal, o hasta 4' si se considera el rendimiento real de la turbina.

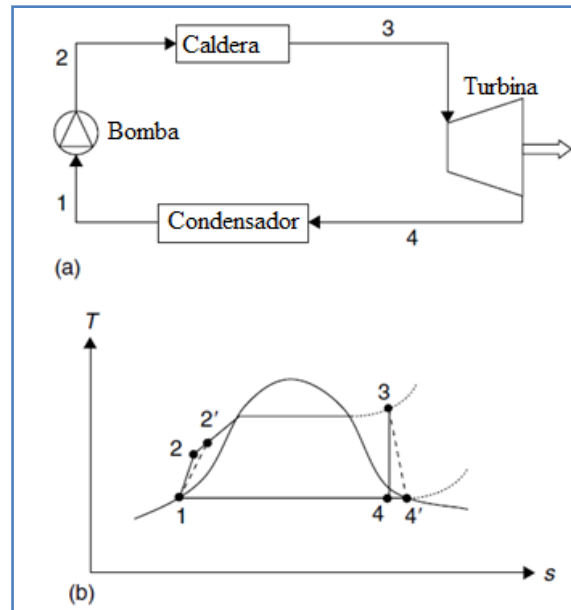


Figura 3. (a) Esquema básico de elementos del ciclo básico de Rankine. (b) Diagrama T-S del ciclo básico de Rankine. (Kalogirou, 2009)

1.1.1. Tecnologías solares sin concentración

Las tecnologías sin concentración carecen de sistema de concentración por lo que el área de intercepción y absorción de la radiación coinciden. Un colector solar es un artilugio con un funcionamiento similar al de un intercambiador de calor con la particularidad de que la transferencia de calor no se hace entre dos fluidos, sino entre el Sol y un fluido. La radiación solar incide sobre el colector y se produce la transformación de energía solar a energía térmica, transfiriéndose la energía en forma de calor a un fluido. El colector solar plano consta de los siguientes elementos: convertidor (que contiene el absorbedor y el circuito de fluido térmico si aplica), caja, aislante, y una cubierta transparente en algunos casos. El convertidor incluye un circuito térmico cuando el fluido térmico utilizado es líquido, ya que si es gas, este pasa directamente por la sección existente entre absorbedor y caja, sin necesidad de circuito. El aislante suele ser típicamente lana de vidrio, aunque también se usa el vacío recibiendo entonces el nombre de colector plano de vacío. La utilización de la cubierta transparente afecta a las temperaturas que se alcanzan. La cubierta tiene dos misiones principales: reducir las pérdidas de calor por convección entre absorbedor y ambiente, y reducir la radiación que emite el absorbedor hacia el exterior, reflejándose y volviendo a incidir sobre el absorbedor de modo que se da un fenómeno basado en el efecto invernadero. La tecnología del colector solar plano alcanza temperaturas de hasta 85°C y se utiliza, en la Península Ibérica, para instalaciones de ACS y calefacción.

La tecnología del colector de tubos de vacío se utiliza en España para generar calor entre 80 y 130°C, para algunos procesos industriales como la pasteurización o la esterilización, y en climas fríos para ACS y calefacción. Su principal característica es que

se componen de varios tubos concéntricos de vidrio entre los que se ha practicado el vacío, lo que disminuye en gran cantidad las pérdidas por convección. El fluido circula por un tubo en "U" entre algunos de éstos. Sin embargo, la pérdida de vacío con el tiempo es el gran inconveniente, ya que en este tipo de colector, el vacío no es recuperable.

A continuación, en la Figura 4, se muestra un esquema de una posible instalación de colector solar para agua caliente sanitaria (ACS). El circuito primario suele componerse de los colectores solares necesarios, y un sistema de tuberías y bombeo. El fluido de trabajo suele ser una mezcla de agua y anticongelante. Éste se calienta a su paso por el colector y transmite el calor a otro fluido en un intercambiador de calor. En el esquema del dibujo, se tiene un circuito secundario de intercambio de calor, que en instalaciones pequeñas se omite y se pasa al circuito terciario o de consumo. En éste, el calor se suministra a un tanque, que contiene agua en condiciones higiénicas de consumo y que se alimenta de agua de la red. Se puede ver un esquema de la instalación en la Para calefacción el sistema es similar, utilizándose el agua para pasar por unos radiadores, por un suelo radiante o por unos fan-coils. Generalmente, el esquema básico, añade una caldera auxiliar que suministra energía cuando es necesario.

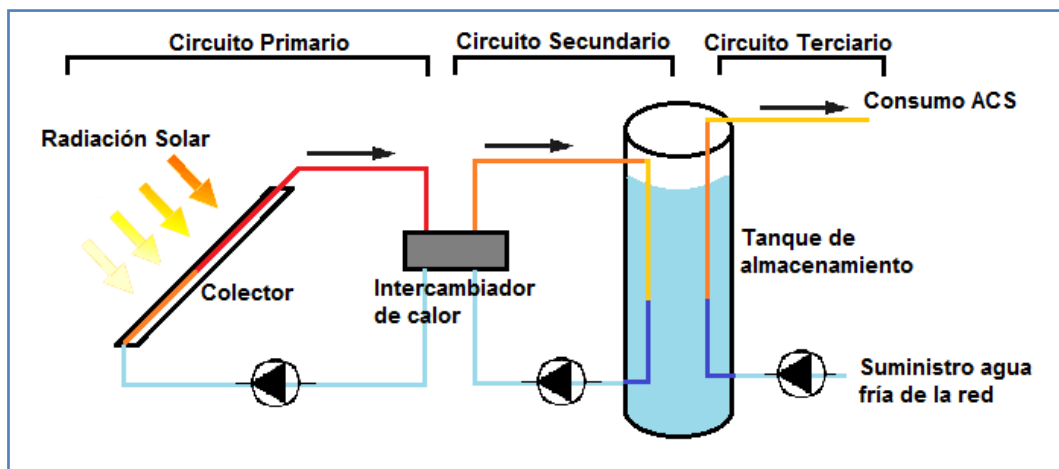


Figura 4. Esquema básico de instalación de ACS con colector solar

1.1.2. Tecnologías solares de concentración

Los sistemas de concentración solar permiten alcanzar temperaturas más altas, así que se puede usar para la generación de potencia, y son sistemas de mayor rendimiento. Constan de un sistema de lentes que concentran la radiación solar sobre una zona. Las tecnologías existentes se pueden clasificar en las tecnologías de concentración a lo largo de una línea, donde entran las tecnologías de Cilindro Parabólico y Lentes Fresnel, y las de concentración sobre un punto, donde entran tecnología de Torre Central y Disco Stirling. También hay otras tecnologías, fuera de esta clasificación, que no están desarrolladas hasta el momento, por ejemplo los Estanques Solares.

En la Figura 5 se representa un esquema simplificado de planta termosolar para la generación de electricidad. Se tiene un sistema de concentración de un colector o sistema de colectores en los que la radiación solar se convierte en energía térmica y ésta es absorbida por un fluido de trabajo. En ocasiones, puede existir un sistema de almacenamiento intermedio. El calor absorbido por el fluido se emplea en generar vapor, que se conduce por una turbina unida a un generador para producir la electricidad.

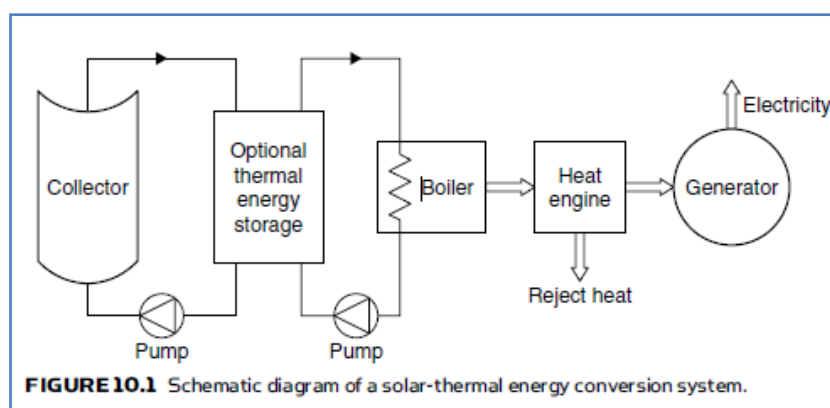


Figura 5. Esquema de funcionamiento de Central Termosolar (Kalogirou, 2009)

A continuación, en la Tabla 1, se muestra una tabla de comparativa de las distintas tecnologías.

Tabla 1. Comparativa de tecnologías solares de concentración (Kalogirou, 2009)

Tecnología	Eficiencia	Rango de temperaturas	Coste	Concentración	Madurez	Seguimiento
Cilindro Parabólico Lentes Fresnel	Baja	50 - 500 °C	Bajo	15 - 45	Muy madura	Un eje
	Baja	50 - 300 °C	Muy bajo	10 -40	Madura	Un eje
Torre Solar	Alta	300 - 2000 °C	Alto	150 -1500	Reciente	Dos ejes
Disco Stirling	Alta	150 - 1500 °C	Muy alto	100 -1000	Reciente	Dos ejes

1.1.2.1. Tecnología de Cilindro Parabólico

Las Centrales de Cilindro Parabólico, CCP, suponen más del 95% de la potencia obtenida por plantas termosolares. Los sistemas de Cilindro Parabólico constan de espejos reflectores, una superficie de alta reflectividad sobre la que incide la radiación solar, curvada con perfil parabólico y que se apoya sobre una estructura metálica. Cuando varias de estas estructuras se ponen juntas se denomina módulo.

En el foco de la parábola del concentrador se ubica el receptor. En este tipo de tecnologías el receptor es una tubería de color negro a la que habitualmente se le aplica un recubrimiento de material selectivo. El material selectivo permite una alta absorción de radiación y baja emisividad. Esta a su vez tiene un tubo concéntrico de mayor diámetro hecho de vidrio, y se practica el vacío entre los dos tubos, con objeto de minimizar las pérdidas por convección y radiación con el ambiente.

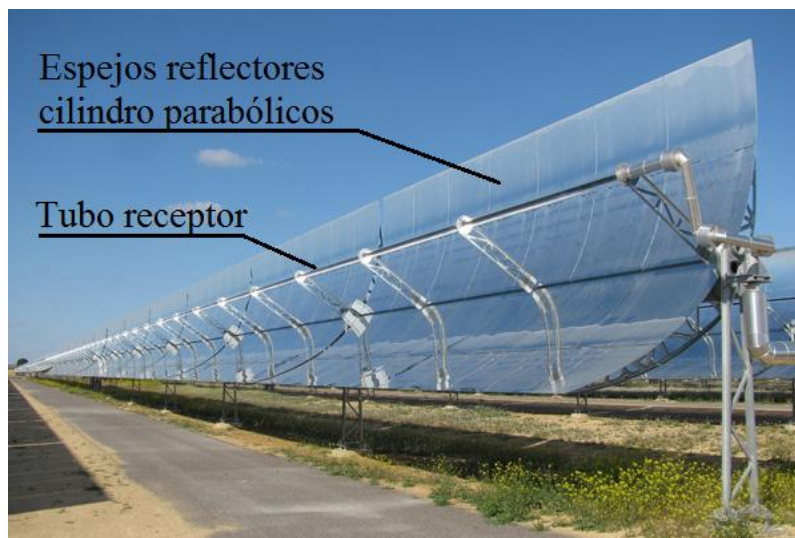


Figura 6. Componentes del campo solar CCP (Torresol)

El fluido térmico o fluido caloportador que circula por el receptor puede ser agua, pero presenta problemas de evaporación, por lo que se optó por usar fluidos orgánicos sintéticos que no cambian de estado en el receptor, siendo la mejor opción, aunque aún provocan dificultades en el manejo.

El sistema de seguimiento se ocupa de mantener la radiación concentrada sobre el receptor a lo largo del día y debe ser un sistema de alta precisión para conseguir alta eficiencia en la conversión de energía en el receptor. Para esta tecnología el sistema de seguimiento es de un eje, esto es, el sistema se ancla a la estructura para hacerla girar respecto a un eje, como se aprecia en la Figura 7.

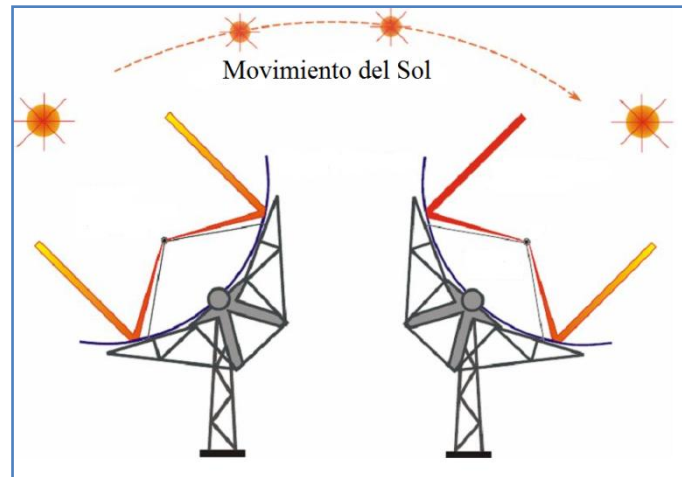


Figura 7. Movimiento del Cilindro Parabólico con el Sol (Renovetec)

El funcionamiento de la central es el siguiente: la radiación solar es concentrada por los espejos sobre el tubo receptor, donde se convierte en energía térmica. El fluido circula por el tubo receptor donde absorbe la energía térmica. A continuación, va al generador de vapor, donde cede la energía térmica al agua del ciclo de potencia. El fluido térmico vuelve a repetir el ciclo, y el agua del ciclo de potencia, que se convierte en vapor, atraviesa la turbina, provocando el movimiento de sus álabes y la generación de energía eléctrica.

En la Figura 8 se esquematiza una central solar térmica de cilindros parabólicos con los principales elementos. En el campo solar, los elementos 1 (captación de energía solar y conversión a energía térmica), 7 y 8 (sistema de almacenamiento de energía, opcional). En la unidad de potencia, los elementos 9 (caldera), 2 (generador de vapor), 3 (turbina), 4 (generador eléctrico), 5 (condensador), y 6 (torres de refrigeración).

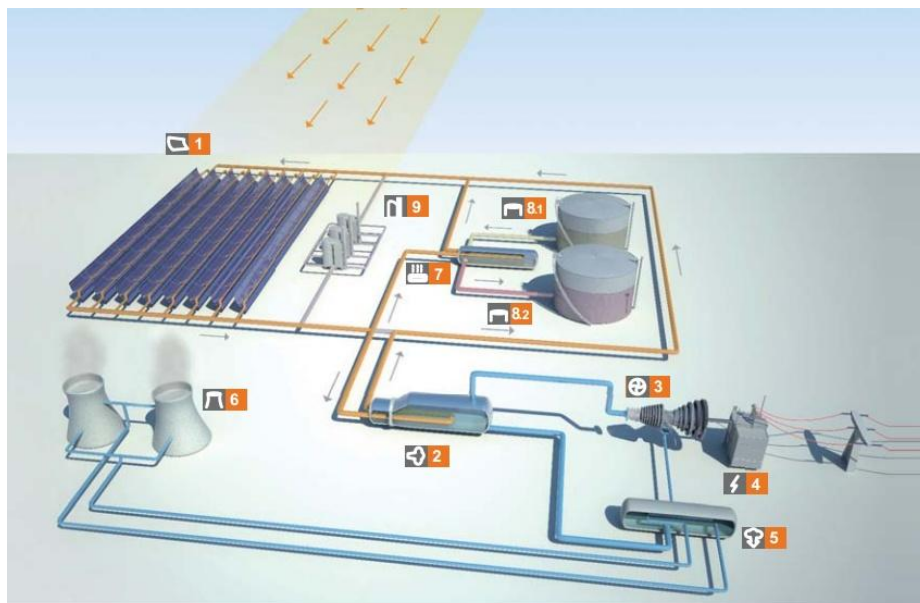


Figura 8. Esquema de funcionamiento de planta de cilindros parabólicos. (Torresol)

Siendo la tecnología de concentración más experimentada, existen numerosas plantas construidas y en proceso de construcción, en la Tabla 2 aparecen algunas de ellas y en la Figura 9. Vista aérea de las plantas CCP Valle 1 y Valle 2 se pueden ver las centrales Valle 1 y Valle 2.

Tabla 2. Centrales de Cilindro Parabólico (CSP-World)

Central	Valle 1 y Valle 2	Solnova 1, 3 y 4	Solana	Sharms -1	Mojave solar
Localización	Cádiz, España	Sevilla, España	Desierto de Arizona, EEUU	Abu Dhabi, EAU.	Barstow, California
Empresa	Torresol Energy	Abengoa Solar	Abengoa Solar	Abengoa Solar	Abengoa Solar
Potencia	50 MW	50 MW	280 MW	100 MW	280 MW
Observaciones	Un sistema de almacenamiento de 7 horas de capacidad por planta	-	La mayor planta Cilindro Parabólica del mundo	La mayor planta solar de Oriente Medio.	-
Ahorro CO2 toneladas/año	45.000 cada planta	31.400 cada planta	475.000	175.000	350.000
Estado	En operación	En operación	En operación	En operación	En construcción



Figura 9. Vista aérea de las plantas CCP Valle 1 y Valle 2 (Torresol)

La energía de plantas termosolares resulta cara ya que necesitan alta inversión y la producción depende de las condiciones climatológicas. Una planta termosolar sin

caldera auxiliar ni almacenamiento térmico puede operar un determinado número de horas, pasando por un alto número de arranques y paradas que causan fatiga térmica a los componentes, acelerando su deterioro.

Por otro lado, la energía procedente de plantas de combustibles fósiles es más barata y permite producir energía adaptándose con mayor facilidad a la demanda. Si se unen los dos tipos de centrales, se obtiene una central de Ciclo Combinado, pero en lugar de ser la típica central de Ciclo Combinado que une un ciclo Rankine y un ciclo Brayton, se trata de una central que une un ciclo Rankine con un campo solar, y recibe el nombre de ISCC (Integrated Solar Combined Cycle). Otras diferencias son que las ISCC no cuentan con recalentador, ni con precalentadores, ni sangrados en la turbina.

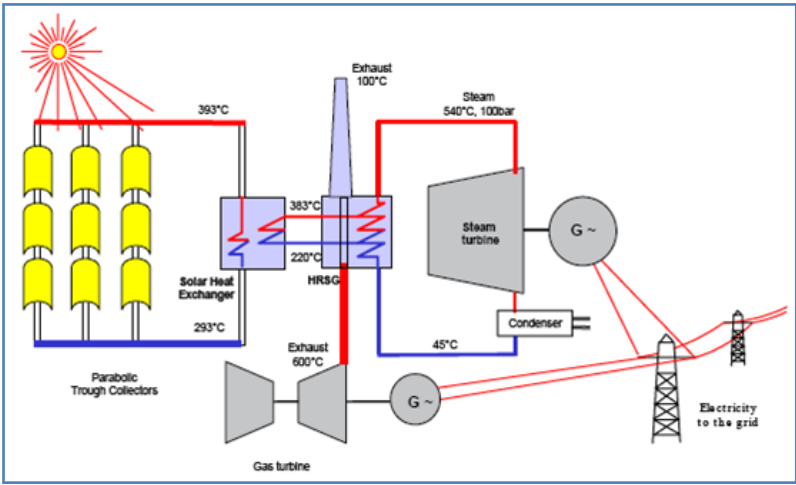


Figura 10. Esquema de ISCC para campo solar de CCP (MadridMasd)

En las centrales ISCC el vapor generado por el campo solar en el generador de vapor se mezcla con el vapor generado en el HRSG (Heat Recovery System, en español Caldera de Recuperación de Calor). La turbina de vapor se construye un poco más grande, que resulta mucho más barato que construir una turbina para planta termosolar. Esto, junto a que el campo solar ya no necesita elementos auxiliares, sino que emplea los de la ISCC, abarata el coste de la planta termosolar. Otra ventaja de esta configuración es que se resuelve el problema de arranques y paradas ya que esta central no para la producción.

Tabla 3. Centrales ISCC con tecnología Cilindro Parabólico en el mundo (CSP-World)

Central	Localización	Empresa	Potencia	Uso
Archimede	Italia	ENEL	5 MW	I+D
Hassi R'mel	Algeria	Abengoa, NEAL, Sonatrach	25 MW	Comercial
Kuraymat ISCC	Egipto	NREA	20 MW	Comercial
M.N.G.S.E.	EEUU	Florida Power & Light	75 MW	Comercial
Yazd ISCC	Irán	--	17 MW	Comercial

1.1.2.2. Lentes Fresnel

La tecnología de lentes Fresnel es sencilla y de bajo coste. En estas plantas se tienen largas filas de espejos planos soportados por una estructura sobre el suelo que concentran la radiación sobre un receptor. El receptor es una tubería sostenida por una torre de mediana altura, normalmente entre 10 y 15 metros. Al igual que en el resto de tecnologías, un fluido térmico circula por el receptor, y absorbe la energía térmica para transportarla a la unidad de generación de potencia. Un segundo conjunto de espejos sobre el tubo receptor se ocupa de redirigir la radiación que se ha desviado de la trayectoria.

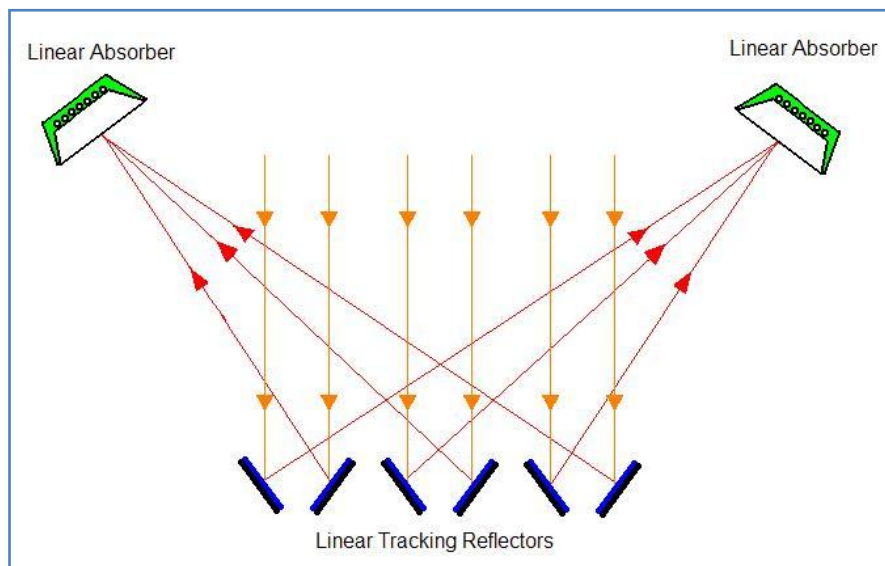


Figura 11. Esquema de funcionamiento de tecnología de lentes Fresnel (Wikipedia)

Existe la posibilidad de colocar las lentes reflectoras formando una parábola que emula al sistema Cilindro Parabólico, pero con la ventaja de que en el sistema de Lentes Fresnel el receptor es una entidad aparte y no necesita estar soportado por el sistema de seguimiento, lo que hace que éste pueda ser más simple, más preciso, y más eficiente.

Resulta ser una tecnología más barata que la de Cilindro Parabólico por el material de los espejos: vidrio, y por la carencia de curvatura de los mismos. Esto provoca una caída en el rendimiento pero es compensada por la alta reducción de costes que implica.

Los problemas que presenta esta tecnología son la sombra y bloqueo de las lentes. Para resolver esta interferencia haría falta mayor separación entre lentes lo que implica mayor extensión de terreno o aumentar la altura de la torre que soporta al receptor, y ambas soluciones aumentan el coste. Una solución ha sido propuesta por Mills Morrison de la Universidad de Sídney: orientar dos lentes adyacentes a receptores de direcciones opuestas, como se ve en el esquema anteriormente

representado de la Figura 11. (Innovation in concentrated solar power, 2011). Además, esta disposición permitiría tener una distribución de lentes más compacta que aprovecha mejor el terreno y favorece la reducción de las sombras y bloqueos. Aún así, la tecnología de lentes Fresnel permite un mejor aprovechamiento del terreno que la tecnología de Cilindro Parabólico. Otras líneas de mejora del sistema son: añadir una cavidad al receptor, o en general, variar la geometría del receptor para optimizar la densidad de lentes en el terreno y su ubicación.

Algunas de las plantas termosolares tipo Lentes Fresnel interesantes se recogen en la Tabla 4.

Tabla 4. Plantas termosolares de Lentes Fresnel (CSP-World)

Central	Localización	Empresa	Potencia	Observaciones	Estado
Puerto Errado 2	Murcia, España	Novatec Solar	30 MW	Comercial con almacenamiento	En operación
Collinsville Hybrid CSP-gas project	Australia	RATCH	30 MW	Comercial	Planeada
Xun and Khwe solar power facility	Sudáfrica	-	100 MW	Comercial	Planeada
Puerto Errado 1	Murcia, España	Novatec Solar	1.40 MW	Comercial con almacenamiento	En operación
Rajasthan Sun Technique - Dhursar	India	Reliance Power - Areva	100 MW	Comercial	En construcción



Figura 12. Planta termosolar Puerto Errado 2 (Novatec)

1.1.2.3. Disco Stirling

También llamada tecnología de Disco Parabólico, es la tecnología más antigua de las tecnologías solares, sin embargo, aún inmadura. Estas plantas se componen de un concentrador parabólico, de un receptor, de un sistema de seguimiento solar, y de un motor Stirling.

El concentrador tiene forma de disco parabólico, puede ser un espejo único o componerse de múltiples espejos más pequeños. En el foco de parábola se sitúa el receptor, que se encarga de absorber la radiación reflejada por el concentrador. Los receptores en esta tecnología son de cavidad.

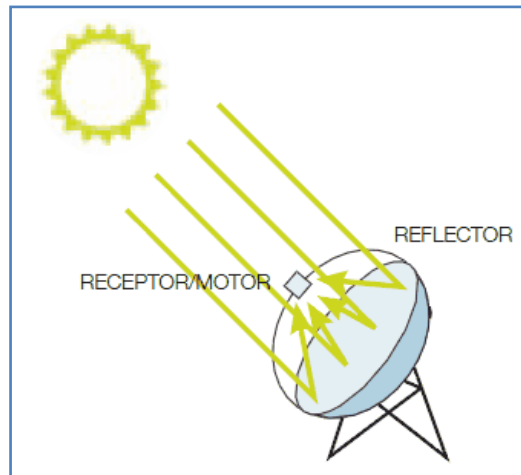


Figura 13. Esquema de funcionamiento de Disco Stirling o Parabólico (Adr)

El sistema de seguimiento es en dos ejes y es el más eficiente en las tecnologías de concentración. Esto es porque además del seguimiento habitual en eje azimutal y de elevación, se hace un seguimiento en coordenadas horarias, es decir, según los ejes de declinación y de ángulo horario.

La energía térmica recogida en el absorbedor puede ser transportada a la unidad de generación de energía al igual que en los sistemas anteriores o puede ser convertida directamente a electricidad. Para esto, en el receptor, mediante el motor Stirling, se convierte la energía térmica absorbida en energía mecánica, y posteriormente, la energía mecánica se transforma en energía eléctrica en un generador. La principal ventaja de este motor es la posibilidad de trabajar de forma híbrida, es decir, que con un quemador adicional tendría la posibilidad de generar calor con combustibles fósiles o biocombustibles. Además, posee elevada vida media en condiciones de operación gracias a la menor suciedad interior en rodamientos y pistones y al menor deterioro del material. Aunque el motor Stirling es lo más usado en esta tecnología, también se plantea el uso de microturbinas.

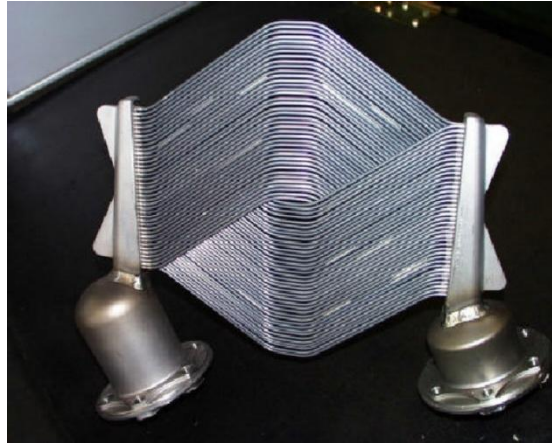


Figura 14. Fotografía de receptor en Disco Parabólico (Losada San José)

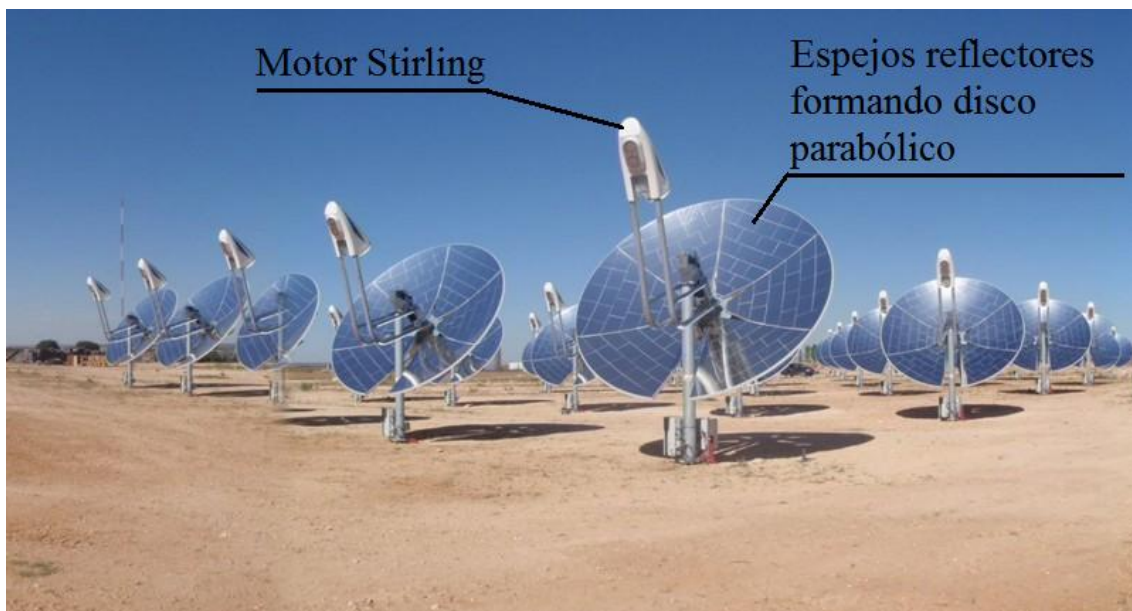


Figura 15. Componentes de campo solar de Disco Parabólico o Stirling (Renovalia)

Este tipo de tecnología es de concentración de un solo punto, por lo que se alcanzan concentraciones muy altas, de hasta 1000 soles, superando los 1500°C. (Kalogirou, 2009)

Cada disco, con tamaños entre 5 y 15 metros de diámetro, puede producir de 5 a 25 kW de electricidad que pueden usarse de forma individual o conectar varios discos para incrementar la capacidad de generación de energía. La independencia con la que trabaja cada disco es una gran ventaja frente a otras tecnologías. Otra importante ventaja es que no hay un fluido térmico circulando por el campo solar, lo que reduce costes y simplifica la planta. Además, tienen el rendimiento más alto: convierte en electricidad hasta el 32% de la radiación frente al 16% en cilindro-parabólico o receptor central.

Las relaciones de concentración son altísimas al ser del tipo concentración sobre un punto, alcanzando relaciones de concentración de más de 3000 y por tanto más altas temperaturas, de entre 650 y 800°C, y rendimientos más altos en el ciclo de potencia.

La Tabla 5 contiene información relativa a algunas de las plantas de Disco Stirling en el mundo.

Tabla 5. Plantas termosolares de Disco Parabólico o Disco Stirling (CSP-World)

Central	Tooele Army Depot Dish Stirling CSP plant	Helios Power	Maximus Dish Project	E Cube Energy Dish pilot plant
Localización	Utah, EEUU	Chipre	Florina, Grecia	China
Empresa	Infinia - Qenergy	-	-	E Cube Energy
Potencia	1,5 MW	50 MW	75 MW	1 MW
Observaciones	Comercial	Comercial. Financiada por el Banco Europeo.	Comercial. Financiada por el Banco Europeo.	Planta de prueba
Estado	En construcción	En desarrollo	En desarrollo	En operación

1.1.2.4. Tecnología de Torre Solar

También se conoce como la tecnología de receptor central o torre central. En este tipo de instalaciones el sistema de concentradores se constituye de heliostatos. Un heliostato se compone de varios espejos planos denominados facetas que se apoyan sobre una estructura, y refleja la radiación solar directa tal que se concentre sobre el receptor. En realidad, las facetas pueden ser planas o tener una ligera curvatura que mejora la orientación de los rayos solares reflejados. La reflectividad aproximada de los espejos en la actualidad es del 92%. Los heliostatos se distribuyen formando anillos alrededor de la torre. En la Figura 16 se muestra una fotografía de un heliostato donde se aprecia la división en facetas y la alta reflectividad.



Figura 16. Heliostato (Abengoa)

El sistema de control o tracking se encarga de buscar la orientación óptima de cada heliostato variando los ángulos azimutal y de elevación como se intuye en la Figura 17, es decir, busca un ángulo de incidencia cero, y es de alta precisión.

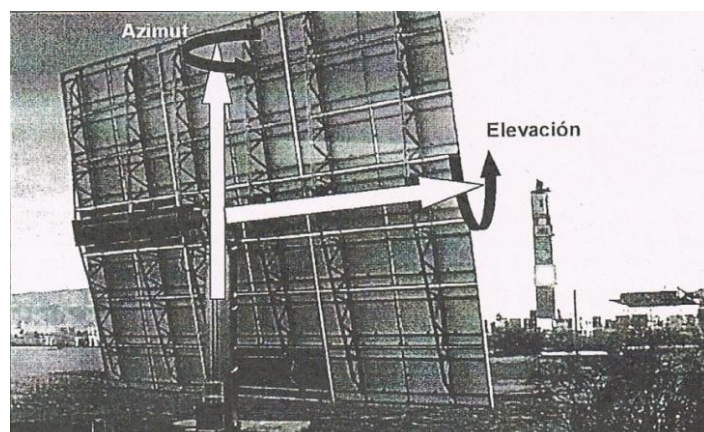


Figura 17. Sistema de seguimiento solar en dos ejes sobre heliostato (Izquierdo Millán, 2013-2014)

El receptor se sitúa en lo alto de la torre y se encarga de transformar la radiación solar reflejada por los heliostatos en energía térmica. La energía térmica es absorbida por el fluido que circula por el receptor, que puede ser aire, agua o sales. El receptor puede ser de tipo externo, de cavidad, volumétrico o de lecho fluido. Finalmente, el fluido caloportador se conduce hasta el generador de vapor, donde cede su energía térmica al agua del ciclo de potencia para producir el vapor que se hace pasar por la turbina, y el fluido caloportador vuelve a ser bombeado hasta el receptor para repetir el proceso.

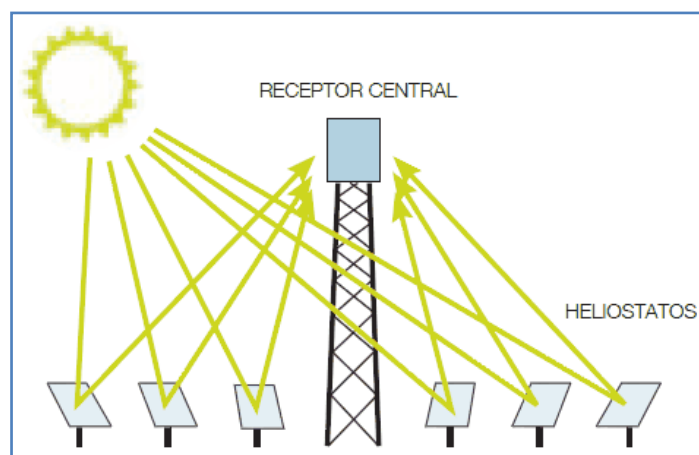


Figura 18. Esquema de funcionamiento de campo solar de Receptor Central (Adr)

Tabla 6. Centrales de Receptor Central (CSP-World)

Central	Localización	Empresa	Potencia	Uso
AORA Solar Tulip Tower	Almería España	AORA	0.1 MW	I+D
CESA 1 (PSA)	Almería, España	CIEMAT	-	I+D
Coalinga	EEUU	Chevron	29 MW	Comercial
Daegu Solar Power Tower	Korea Sur	Daesung Energy	0.2 MW	I+D
Eureka	Sevilla, España	Abengoa Solar	2 MW	I+D
Gemasolar	Sevilla, España	Torresol Energy	20 MW	Comercial
Ivanpah SEGS	EEUU	BrightSource, Google, NRG Energy	377 MW	Comercial
PS10	Sevilla, España	Abengoa Solar	11. MW	Comercial
PS20	Sevilla, España	Abengoa Solar	20 MW	Comercial
Solugas	España	Abengoa Solar	4.6 MW	I+D
SSPS-CRS (PSA)	Almería, España	-	-	I+D
Yanqing Solar Thermal Power (Dahan Tower Plant)	China	IEE-CAS	1 MW	I+D

1.1.3. Otras tecnologías: Estanque Solar

En una concentración de agua se encuentran de forma natural gradientes en la concentración de sal y de la temperatura. En un estanque solar se tiene agua salada almacenada y se experimenta un aumento de la concentración de sal con la profundidad, desde valores muy bajos en la superficie, hasta valores de casi saturación en el fondo del mismo. La sal bloquea la transmisión de calor por convección y la radiación solar queda atrapada en las zonas más bajas.

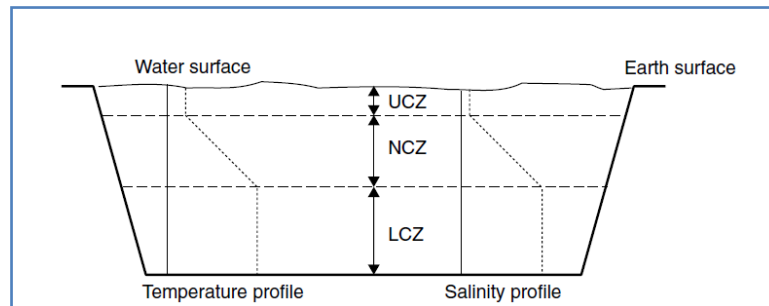


Figura 19. Esquema de las zonas de un Estanque Solar (Kalogirou, 2009)

La zona UCZ (Upper Convecting Zone) es la zona de menos concentración de sal en la que predomina la convección. Tiene un espesor de 30 centímetros generalmente, con temperatura cercana a la temperatura ambiente. La zona NCZ (Non Convecting Zone) tiene mayores niveles de sal y de temperatura, que continúan aumentando hacia el fondo. El efecto de la sal suprime el efecto de la convección, que provoca el efecto de aislamiento térmico y favorece el aumento de temperatura debido a la absorción de radiación solar. La zona LCZ (Lower Convecting Zone) tiene alta concentración de sal a alta temperatura. En esta zona el calor se almacena y mediante un buen dimensionado se podría conseguir un suministro a lo largo del año, variando profundidad y extensión del estanque.

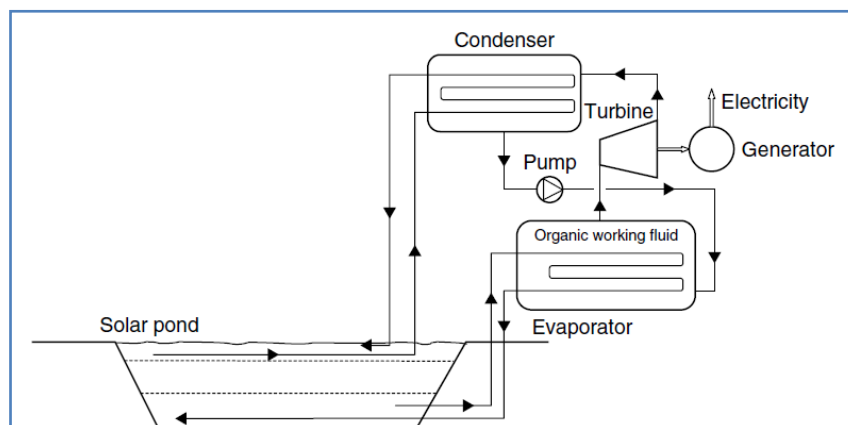


Figura 20. Esquema de planta con Estanque Solar (Kalogirou, 2009)

1.2. Tecnología de Torre Solar

De todos los tipos de plantas termosolares existentes, sólo el sistema Cilindro Parabólico se considera una tecnología madura debido a que le respaldan muchas horas de experiencia. Otras tecnologías, a pesar de ser prometedoras, no tienen madurez y por tanto necesitan desarrollo, como es el caso de Receptor Central, expectante por ver el resultado de las plantas construidas, como es Gemasolar.

La planta solar se compone del campo de un campo solar, del sistema receptor, del sistema de almacenamiento y de la unidad de potencia. El campo solar consta de un campo de heliostatos cuya función es reflejar la radiación solar directa sobre el receptor. El receptor está situado en lo alto de una torre. La torre no está ubicada en el centro del campo solar.

1.2.1. Campo solar: heliostatos

Los heliostatos, elementos encargados de la concentración de la radiación solar directa sobre el receptor en cada instante con la ayuda de un sistema de seguimiento.

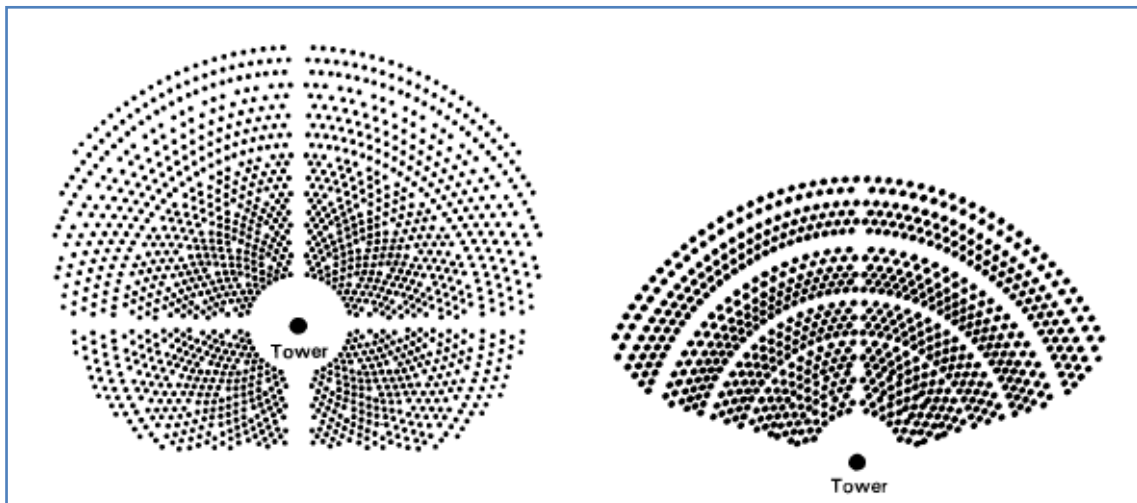


Figura 21. Campo solar de heliostatos Circular (izquierda) y Norte (derecha) (Laboratories, 1986)

Según la distribución, puede ser un campo de heliostatos norte, cuando los heliostatos se distribuyen al lado Norte de la torre, o puede ser un campo circular, cuando se distribuyen en todas direcciones alrededor de la torre, pero más concentrados en el Norte. En la Figura 21 se ve un dibujo en planta de cómo sería un campo circular y un campo norte. A continuación se muestra una vista aérea de las centrales PS10 y PS20 con campo de heliostatos norte (Figura 22 izquierda), y una fotografía de la planta Gemasolar con campo de heliostatos circular donde además se aprecia la mayor acumulación de heliostatos en la dirección Norte (Figura 22 derecha)

La elección del tipo de campo solar viene determinada principalmente por el tipo de receptor. Los campos norte se construyen para receptores planos o de cavidad, mientras que los campos circulares se construyen con receptores circulares.



Figura 22. Vista aérea de centrales PS10 y PS20 (izquierda) (Abengoa). Vista aérea Gemasolar (derecha) (Torresol)

No toda la radiación solar disponible es reflejada por el heliostato debido fundamentalmente a las pérdidas por: la reflectividad de la superficie del heliostato, al efecto coseno, a sombras y bloqueos, a la atenuación atmosférica y desbordamientos. El desbordamiento se puede ver en la Figura 30, y el resto en la Figura 23.

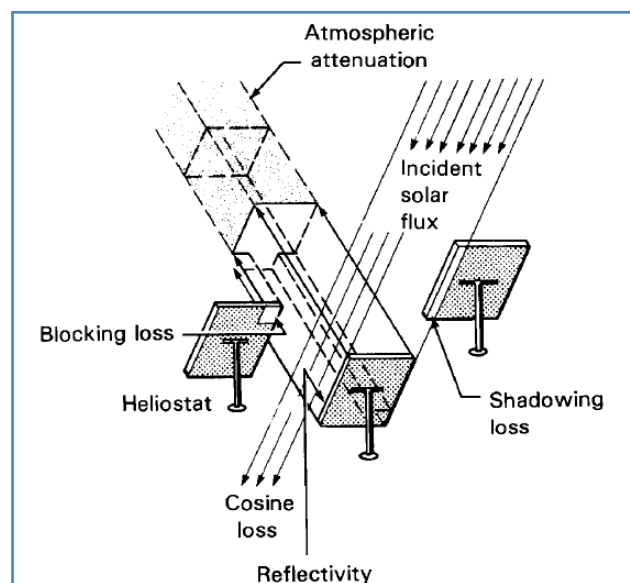


Figura 23. Esquema total de pérdidas en un heliostato: efecto coseno, sombras, y atenuación atmosférica. (Laboratories, 1986)

La reflectividad de la superficie del heliostato tiene que ver con que no toda la radiación incidente se refleja porque por ejemplo, se absorba.

En general los heliostatos no están perpendiculares a la radiación solar directa incidente. El efecto coseno hace alusión al área útil capaz de reflejar radiación por efecto de la orientación del haz solar. Se establece que la potencia solar interceptada por el receptor es proporcional al coseno del ángulo de incidencia, siendo el ángulo de incidencia el ángulo formado por el haz solar y el plano del heliostato.

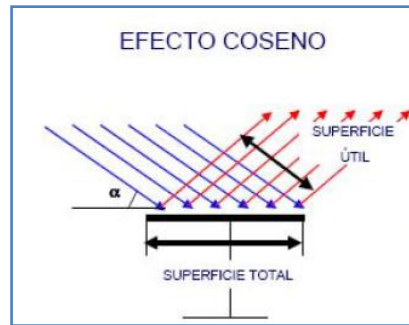


Figura 24. Efecto coseno en un heliostato. α , ángulo de incidencia. (Academia de Ingeniería México)

Las sombras se dan cuando un heliostato hace sombra sobre otro. La sombra que un heliostato ejerce sobre los de su alrededor se determina proyectando la sombra del heliostato en cuestión según la dirección del haz solar.

El bloqueo ocurre cuando una parte del heliostato refleja radiación que no puede ser recibida por el receptor a causa de otro heliostato. Los bloqueos se calculan proyectando a los heliostatos en la dirección de la torre sobre el plano del heliostato considerado. El área sombreada o bloqueada se calcula analíticamente, considerando 12 heliostatos alrededor del heliostato de estudio.

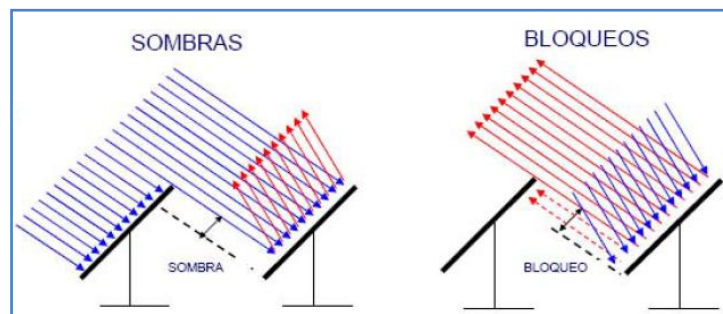


Figura 25. Sombras y bloqueos (Academia de Ingeniería México)

El desbordamiento o también conocido comúnmente como 'spillage' cuantifica la fracción de radiación solar que ha sido reflejada por el heliostato pero no alcanza al receptor debido a una mala orientación del heliostato o a un dimensionamiento inadecuado del receptor. En verdad, el concepto que se usa habitualmente se llama factor de Interceptación, pues lo que se hace es medir qué fracción de energía se intercepta, no la que se pierde, que sería su complementario. (Ver Figura 30)

1.2.2. Receptor

Los receptores se pueden clasificar según varios criterios, como se puede ver en el esquema de la Figura 26.

Según la disposición de los tubos	<ul style="list-style-type: none">• Cavidad• Externo: plano, semicilíndrico o cilíndrico
Según la orientación de los tubos	<ul style="list-style-type: none">• Horizontal• Vertical
Según el fluido que circula por los tubos	<ul style="list-style-type: none">• De agua• De sales fundidas• De gases
Según el mecanismo empleado para la transferencia de energía	<ul style="list-style-type: none">• De placa• De tubo• Volumétrico

Figura 26. Clasificación de los tipos de receptores en plantas termosolares de tipo Receptor Central

El receptor de cavidad contiene a los tubos en el interior. El flujo solar incidente sobre los tubos es menor pero también minimiza las pérdidas con el ambiente exterior. Los tubos en el receptor externo están en contacto con el ambiente, reciben directamente la radiación aunque también tienen más pérdidas de radiación y convección con el exterior. A su vez, un receptor externo puede ser cilíndrico, semicilíndrico o plano.

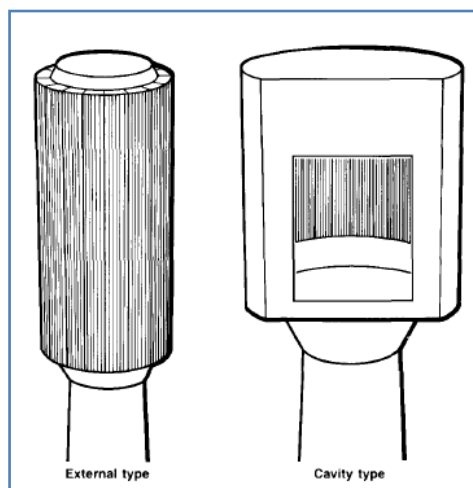


Figura 27. Dibujo de receptor externo (izquierda) y receptor de cavidad (derecha) (Laboratories, 1986)

Atendiendo a la clasificación según el mecanismo en la transferencia de energía, el receptor de tubos es aquel en el que la radiación incide directamente sobre los tubos, el receptor de placa es aquel que tiene una placa sobre la que incide la radiación y los tubos están colindantes a la placa, y el receptor volumétrico tiene una matriz porosa por la que circula el fluido caloportador.

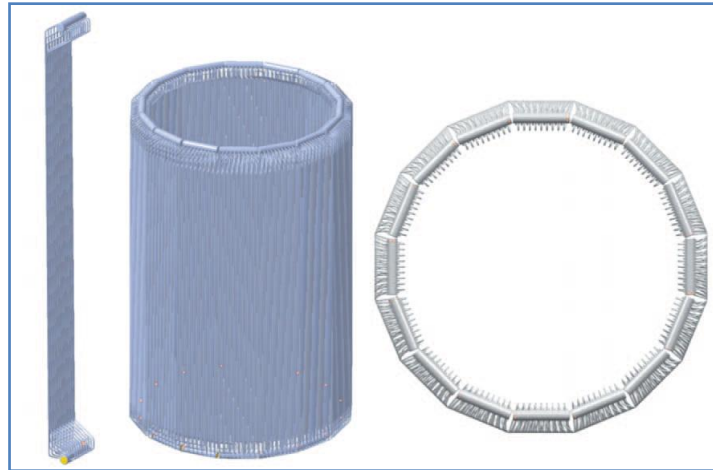


Figura 28. Receptor cilíndrico (Lata, 2008)

Como se puede ver en la Figura 28, los receptores cilíndricos se componen de módulos o paneles individuales, diseñados para sujetarse colgando de la estructura del receptor. En el caso del receptor de Gemasolar, éste se compone de 16 de estos paneles, y cada panel se compone a su vez de 47 tubos. Cada panel, tiene un circuito de subida de sales, y otro de bajada, como se aprecia en la Figura 29.

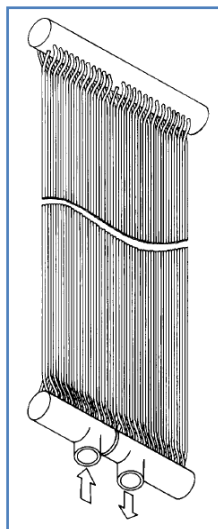


Figura 29. Detalle de dos paneles de un receptor (Laboratories, 1986)

El flujo total de sales se bifurca al llegar al receptor y cada mitad del flujo de sales recorre por tanto 8 paneles. La estructura ha sido fabricada teniendo en cuenta las posibles expansiones térmicas. Además, se debe tener en cuenta que cada tubo puede comportarse de manera diferente ante las expansiones térmicas, y esto puede crear aún más fatiga sobre los materiales, por eso, los últimos receptores construidos tienen una junta de unión individual a la estructura para cada tubo.

La estructura del receptor soporta el peso de los paneles, de las tuberías y otros elementos auxiliares como válvulas. Al estar en contacto con el ambiente exterior,

debe ser capaz de soportar cargas de viento, y ser resistente a lluvia, nieve, granizo y hielo.

En un receptor de cavidad, la base del receptor es más grande que el diámetro de la torre en lo alto, así que se incluye una estructura de transición entre la parte más alta de la torre y la parte más baja del receptor. No es necesaria en un receptor externo porque la base diametral del receptor se aproxima al diámetro de la torre en la parte superior.

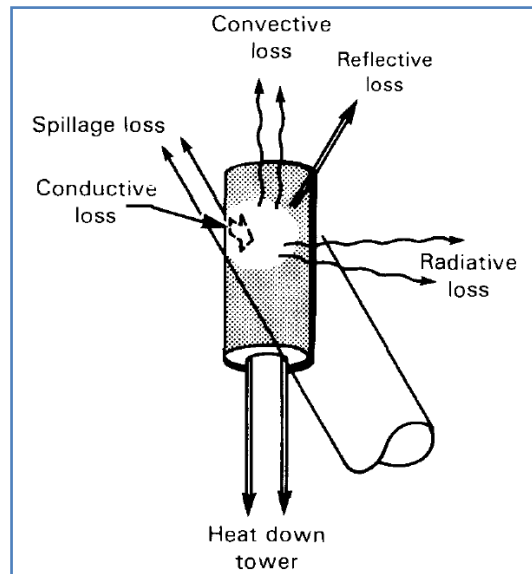


Figura 30. Balance energético en el receptor (Laboratories, 1986)

El material que recibe la radiación solar, sean los tubos o una placa, recibe un tratamiento de recubrimiento selectivo que aumenta absorptividad y reduce reflectividad. La parte de la estructura que está en contacto con el exterior se aísla y se le aplica un recubrimiento escudo de acero inoxidable con pintura blanca.

Como mecanismo de seguridad, cuando se detecta un fallo en el bombeo de fluido al receptor, se manda una señal al campo de heliostatos para desenfocar

1.2.3. Torre

La torre es un elemento estructural cuya función es elevar el receptor a la altura necesaria, la cual depende principalmente del punto de diseño de la planta, aunque también se ve afectada significativamente por el tamaño del receptor.

Se construyen de acero o celosía o de hormigón armado, según las necesidades y según el coste. Normalmente, por debajo de los 120 metros se usa acero, y por encima de los 120 metros de altura se usa hormigón armado. A continuación se muestra un dibujo representativo de una torre de acero, similar a las torres de tendido eléctrico o de antenas, y de una torre de hormigón armado.

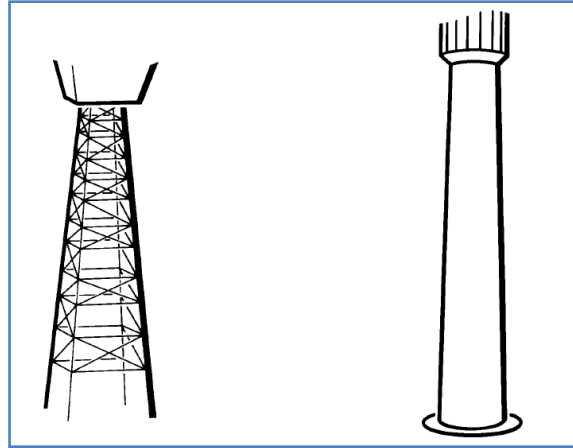


Figura 31. Tipos de torre: torre de acero (izquierda) y torre de hormigón armado (derecha) (Laboratories, 1986)

La accesibilidad a la torre es mediante un ascensor, exterior o interior, como se ilustra en la Figura 23, capaz de transportar personas o maquinaria desde el nivel del suelo hasta el cuarto de máquinas. Desde el cuarto de máquinas hasta el punto más elevado de la torre se accede por unas escaleras. Para las situaciones de emergencia están instaladas unas escaleras verticales con jaula de seguridad.

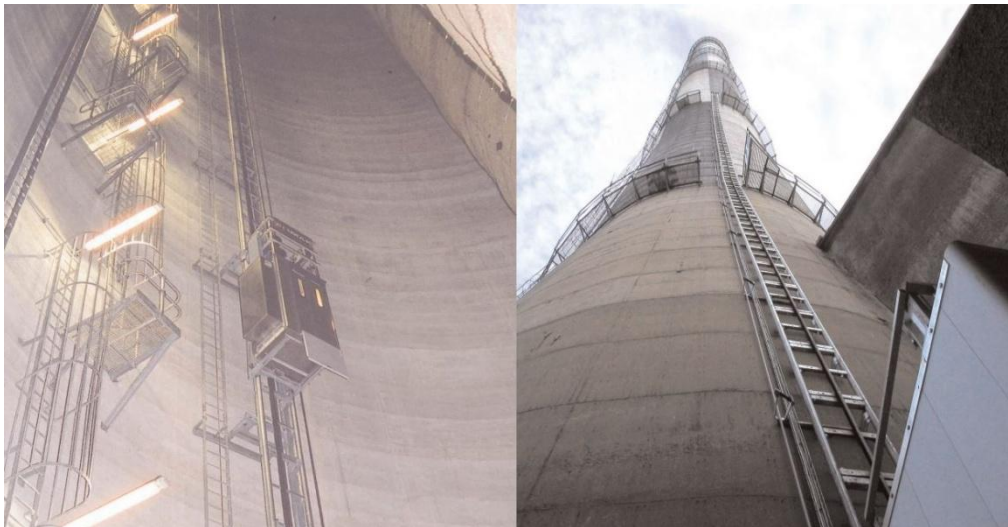


Figura 32. Ascensores y escaleras en torre (Alimak)

1.2.4. Tecnología de Torre Solar frente a otras tecnologías

Las plantas de Cilindro Parabólico son las más extendidas hasta el momento debido a que son las que acumulan más horas de experiencia. Sin embargo, las plantas de Receptor Central presentan numerosas ventajas frente a las centrales de Cilindro Parabólico (CCP). Las plantas de Receptor Central no utilizan un fluido de trabajo intermedio ni tiene un fluido circulando por todo el campo solar, lo que hace la instalación más simple y barata que en una CCP. En total, la planta podría llegar a ser un 30% más barata que una de Cilindro Parabólico, aunque por el momento, es una tecnología inmadura con alto coste inicial. Es de esperar que el coste continúe reduciéndose, conforme avance el desarrollo.

También hay ciertos puntos en los que las centrales de Torre no son capaces de superar a las CCP. En general, las centrales de Receptor Central aprovechan menos el terreno. Estas centrales no tienen recalentamiento y en aquellas que se genera directamente vapor, se alcanzan temperaturas bajas que no permiten llegar a altas temperaturas, por lo que el rendimiento es menor que en las CCP a pesar de que teóricamente debería ser mayor.

Al introducir el sistema de almacenamiento de sales fundidas en estas plantas, se ha conseguido aumentar la temperatura con el correspondiente aumento de rendimiento del ciclo de potencia. Comparado con otras tecnologías termosolares, la capacidad de almacenamiento es mayor, además las sales en las tuberías se drenan por gravedad por lo que no hay necesidad de bombeo adicional, y el recorrido de las sales es más favorable que en el resto, porque de nuevo, no han de recorrer todo el campo solar. El receptor en las plantas de Receptor Central ha sido adaptado para funcionar con las sales fundidas, por lo que el fluido para el almacenamiento y el fluido caloportador son el mismo: las sales fundidas.

1.3. Motivación

1.3.1. Aprovechamiento de Energía Solar

El efecto negativo sobre el medio ambiente de las plantas convencionales de producción de potencia basadas en combustibles fósiles ha provocado que se indaguen en otras formas de obtener energía menos dañinas y de ahí aparece el interés por las energías renovables. Entre las energías renovables, la energía solar, y en concreto la energía térmica está en auge. En el año 2013, la potencia total instalada en España era de 102.281 MW, de la que el 49% correspondía a energía renovables, y un 1,8% la energía termoeléctrica. (Red Eléctrica Española). Según algunos estudios realizados por Universidades españolas, es posible alcanzar hasta un 98% de abastecimiento energético en España basado en energías renovables. (2012)

La energía solar térmica es una tecnología en desarrollo que requiere de mucha investigación, desarrollo e inversión. Aunque ya existen numerosas plantas en construcción, en desarrollo, u operativas, se considera que aún es una tecnología poco madura. Para favorecer la producción de electricidad procedente de este tipo de centrales, se establece un plan para incentivar a las empresas a construir estas plantas, mediante ayudas públicas como subvenciones o desgravaciones fiscales. Gracias a esto, las empresas encuentran rentable la construcción de la planta, a la vez que favorece a su desarrollo, y una vez se consiga reducir el coste de producción de energía en ellas, el sistema de ayudas se eliminará. Para conseguir un buen desarrollo que permita reducir costes hace falta una alta participación de I+D.

1.3.2. Necesidad de I+D

Algunas de las misiones de I+D son: reducir costes, mejorar la gestionabilidad, mejorar la modularidad, y reducir el impacto ambiental.

Para **reducir el coste** de producción de energía en una planta termosolar, algunos de los planes que se pueden llevar a cabo son: mejorar el proceso de fabricación, por ejemplo, automatizando la fabricación de algunos componentes, para lo que, primero, debería haber una demanda de los mismos lo suficientemente grande; mejorar los diseños, por ejemplo, para disminuir la mano de obra; reducción de los costes de operación y mantenimiento mediante el desarrollo de productos de mayor fiabilidad y calidad que reduzcan el mantenimiento, y mediante el desarrollo de nuevos fluidos de trabajo; aumento del rendimiento global de la planta, lo que se puede conseguir con el desarrollo de nuevos receptores para centrales de torre así como de fluidos de trabajo que toleren mayores temperaturas y por ende, todos los materiales constructivos de la planta y material hidráulico adaptado especial para las exigencias de una planta

termosolar; y el aumento de la potencia máxima de las centrales así como de las horas de funcionamiento.

Una manera sencilla de reducir los costes de operación y mantenimiento es la instalación de un ascensor en la torre. Estos ascensores, como permanentes en el edificio, cumplen con la norma EN81-28 (AENOR). Además, al ser para entornos industriales son ascensores de fácil acceso para inspección y mantenimiento que se diseñan con unas especificaciones determinadas: ascensores de acero galvanizado extruido, paneles de aluminio anodizado, y acero inoxidable. En este tipo de instalaciones, en lugar de usar el sistema convencional de tracción con máquina eléctrica, poleas y cables, se usa el sistema cremallera-piñón ("rack and pinion" en inglés), un sistema ingenioso pero simple, similar al utilizado en las montañas rusas, que permite ascender de forma segura a elevadas alturas (con un ascensor industrial estándar podría subirse hasta 250 metros), y realizar perfiles curvos (la torre no tiene por qué tener un perfil recto, como pasaría por ejemplo en una torre de refrigeración) y permite descender de forma segura por gravedad con velocidad controlada y sin energía. (Alimak). Usar ascensor frente a usar escaleras supone un ahorro del 40%, ya que el operario tarda menos tiempo en realizar el mantenimiento y por tanto la planta está menor tiempo parada, luego se aumenta la productividad.



Figura 33. Sistema cremallera-piñón (Alimak)

En cuanto al desarrollo de nuevos fluidos de trabajo, es un campo de gran interés actualmente en I+D. Las alternativas térmico son: la Generación Directa de Vapor, las sales fundidas y los gases a presión. La Generación Directa de Vapor (GDV) consiste en alimentar el circuito del campo solar con agua líquida a presión, para que en su recorrido pase por precalentamiento, se evapore, y se convierta en vapor sobrecalentado, especialmente útil para centrales de Cilindro Parabólico. Actualmente se está experimentando en la Plataforma Solar de Almería, PSA. Como fluido térmico también se pueden usar sales fundidas. El uso de gases a presión también está siendo testado en PSA. (Moya, 2012)

En cuanto al desarrollo de nuevos receptores para centrales de Torre Solar se busca el diseño de receptores capaces de trabajar con flujos más grandes de radiación que

permitirían alcanzar mayores temperaturas en el fluido de trabajo y por tanto mejorar el rendimiento de la planta. También se trabaja en opciones innovadoras para las nuevas plantas de Receptor Central, como son nuevos receptores volumétricos de matriz volumétrica, testadas en PSA. (PSA)

Para aumentar las horas de funcionamiento de la planta se recurre a los sistemas de almacenamiento que permiten almacenar el excedente de energía de ciertos momentos para usarlo en aquellos en los que no haya radiación suficiente, como son los periodos nocturnos o de nubosidad. Mejorar el almacenamiento y reducir su coste es una de las tareas más prioritarias. Los objetivos de I+D son mejorar los sistemas de almacenamiento ya existentes y desarrollar nuevas ideas. El método utilizado hasta el momento para el almacenamiento de energía consiste en utilizar dos tanques: uno para el almacenamiento de sales calientes y otro para sales frías. En los momentos en los que hay radiación de más, la energía térmica sobrante se almacena en el tanque de sales calientes y este calor se usa posteriormente en el momento que no hay radiación suficiente para satisfacer la demanda, por ejemplo, durante la noche o durante el paso de una nube. El procedimiento es el siguiente: el fluido de trabajo, circula por una tubería hasta el receptor, donde absorbe energía térmica, y circula por otra tubería hasta un intercambiador de calor, donde cede su calor al tanque de sales calientes. Gemasolar, planta de Receptor Central en Sevilla, introdujo el uso de un receptor que funciona directamente con sales fundidas. Ahora las sales permiten alcanzar temperaturas más altas y por tanto eficiencias más altas en el ciclo de potencia, y se elimina el intercambiador intermedio entre el campo solar y el sistema de almacenamiento, pues las sales que circulan por el receptor serán las mismas que se almacenen en los tanques. Se consigue así una reducción hasta del 20% del coste total de la planta termosolar y un aumento de las horas de operación de la planta.

Un sistema de almacenamiento en estudio, conocido bajo el nombre de Thermocline (Garrido), que ya fue testado en la planta Nevada Solar One de Cilindros Parabólicos (Acciona) consiste en emplear un único tanque que contiene a la vez sales calientes y sales frías. Las sales se separan debido a los gradientes de densidad, de modo que las sales calientes quedan en la parte superior del depósito y las sales frías quedan en la parte inferior. El funcionamiento es el siguiente: cuando hay insolación excedente se bombean sales frías del inferior del tanque y se calientan en un intercambiador de calor con el fluido térmico del campo solar y se devuelve al tanque, pero esta vez a la parte superior, donde están las sales calientes; cuando se necesita aprovechar el calor almacenado, se bombean las sales de la parte superior del tanque, se emplean en obtener de ellas su energía térmica, y se devuelven al inferior del tanque, con las sales frías. Otras alternativas son utilizar almacenamientos termo-químicos, utilizar bloques de hormigón, o almacenamiento con cambio de fase.

De los costes directos de construcción de la planta, un 38% es debido a los heliostatos, un 20% a la unidad de potencia, un 19% es debido a sistema de receptor y torre, un 13% al sistema de almacenamiento.

El coste de los heliostatos está dominado por los espejos o facetas, por el sistema de seguimiento ya que se les exige mucha precisión, y por la estructura soporte, siendo en este último caso mayor en heliostatos grandes que en heliostatos pequeños pues soportan mayores cargas de viento y mayor peso. Para reducir el coste de la energía producida en la planta termosolar de Receptor Central, se debería reducir el coste en el sistema de seguimiento, la estructura, y la fabricación del heliostato.

El coste del sistema receptor está dominado por el receptor y por la torre. Para mejorarlo, se ha de conseguir que se alcancen mayores eficiencias de conversión de la energía solar en térmica y así alcanzar mayores temperaturas para trabajar en un ciclo de Rankine supercrítico. Esto se puede conseguir simplificando el receptor, mejorando los materiales y recubrimientos y optimizando la altura de la torre. En las plantas comerciales las torres suelen medir más de los 100 metros, por lo que hay que vigilar que se cumpla la normativa de construcción de la localidad de la planta a construir, y la interferencia en algunas líneas de vuelo. Además, algunos grupos de personas han manifestado sus quejas por el impacto visual en el ecosistema.

El coste del sistema de almacenamiento se ve dominado por el coste de la sal y el coste de los tanques. A parte de los estudios ya comentados para mejorar el sistema de almacenamiento por I+D, también es objeto de estudio aumentar la temperatura no solo de operación sino también de almacenamiento: el coste de almacenaje térmico es inversamente proporcional a la diferencia de temperaturas entre sales frías y calientes, ya que a mayor salto térmico es necesario menor volumen de almacenamiento y menor tamaño de tanque.

A continuación, la Tabla 7 muestra el impacto de la mejora por parte de I+D de los subsistemas principales: heliostatos, sistema receptor, sistema de almacenamiento y generador de vapor, y el impacto de cada uno de los puntos anteriormente nombrados por separado, sobre el LCOE (Levelized Cost Of Energy) o coste nivelado de la energía, en su traducción al español.

Tabla 7. Impacto de mejoras de I+D sobre el LCOE (Gregory J. Kolb, 2011)

Impacto mejora del subsistema sobre LCOE		Impacto mejora individual sobre LCOE	
Heliostatos	38%	Sistema de seguimiento	11%
		Fabricación	9%
		Espejos o facetas	8%
		Estructura	7%
Sistema receptor	19%	Receptor	11%
		Torre	4%
Sistema de almacenamiento	13%	Sales	7%
		Tanques	4%
Generador de vapor	7%	Intercambiador de calor sales - GDV	6%

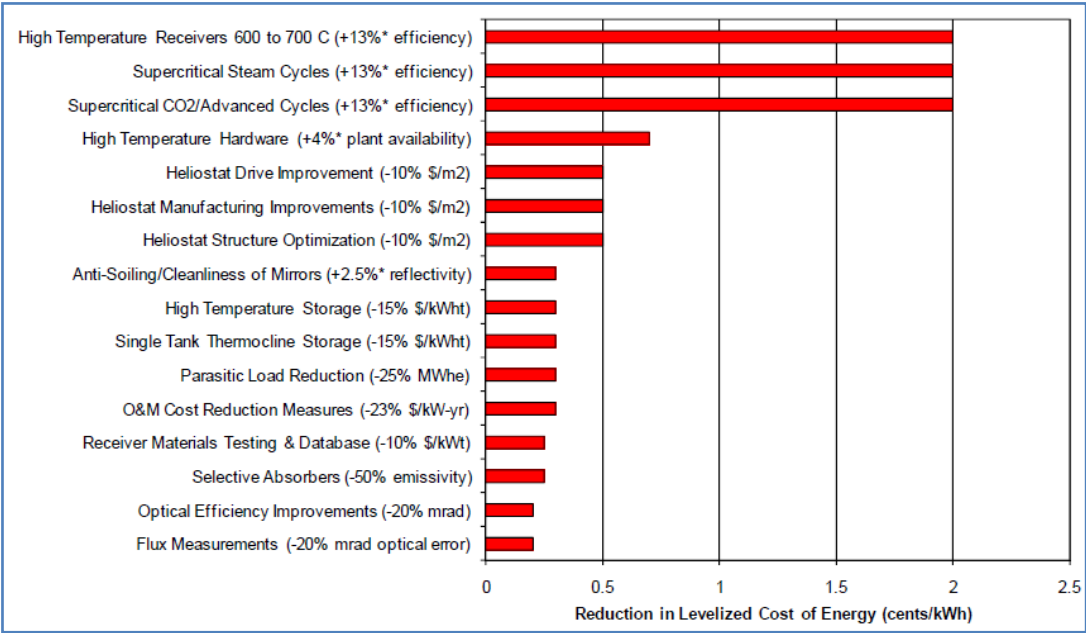


Figura 34. Impacto de mejoras por I+D sobre el precio de una central termosolar de Torre sobre el LCOE (Gregory J. Kolb, 2011)

Para **mejorar la gestionabilidad**, sería útil disponer de herramientas capaces de predecir la meteorología, sobre todo la radiación solar directa disponible en la localización de la planta y software capaz de simular la central con mayor exactitud, de modo que se pueda predecir la producción eléctrica.

Existen varias empresas trabajando para **mejorar la modularidad**, ya que, aunque las plantas de mayor tamaño salen más rentables, los desarrollos modulares son fundamentales en casos de generación descentralizada o pequeños núcleos urbanos, y que por ejemplo sería muy útil para el ‘boom’ energético en África. Sería un camino interesante en I+D en plantas de Receptor central, el diseño de microturbinas para ciclos Brayton ya que las actualmente utilizadas no son correctas para las exigencias, así como el desarrollo de pequeños campos de heliostatos muy automatizados. La

empresa E-Solar ha desarrollado una planta de 5 MW de potencia de torre con dos receptores, cada uno con un campo de heliostatos de 1 m² cada heliostato, uno Norte y otro Sur, 24.000 heliostatos en total.



Figura 35. Planta con dos campos solares y dos torres construida por E-Solar (ESolar)

En cuanto al **aumentar la sostenibilidad medioambiental**, las acciones de I+D se centran en reducir el consumo de agua, una de los objetivos más prioritarios debido a que las plantas termosolares suelen estar ubicadas en zonas con mucha insolación pero también con escasez de agua. Los problemas de consumo de agua en la central están en la limpieza, y principalmente en la refrigeración. Los sistemas de refrigeración son más eficientes por agua que por aire, aún más en estos ambientes, por lo que hay que estudiar cómo mejorar la refrigeración por aire, por ejemplo con refrigeración dual que depende de la estación del año: por agua en verano, y por aire en invierno aprovechando el descenso de las temperaturas; o con sistemas de almacenamiento térmico negativo que aprovechan las altas oscilaciones térmicas entre el día y la noche.

2. PLANTEAMIENTO

El problema planteado consiste en optimizar la altura de la torre de una planta termosolar de receptor central.

Para la optimización, se va a realizar un estudio paramétrico del problema. Se desea conocer la energía disponible en el conjunto del bloque campo solar y sistema receptor. No se considerará el conjunto formado por el sistema de almacenamiento, sistema de producción de potencia, ni bloque de consumo.

Empleando el software denominado DELSOL3 se va a simular en funcionamiento de un campo solar para conocer la energía que se puede obtener, en función de la altura de la torre. No se utilizará para la optimización del campo. El campo solar se diseñará inspirado en el de la planta termosolar Gemasolar.

Según el campo solar elegido, se calculará la pérdida de carga en la instalación comprendida por el sistema receptor: receptor y torre, en función de la altura de la torre.

Conocida la energía térmica que se puede llegar a aprovechar con origen solar, y la energía que se consume en bombear las sales por la instalación, se puede estimar la energía neta disponible tras el paso por estos sistemas, y sacar conclusiones sobre la mejor altura de torre para obtener la mayor energía posible. Todas las energías anteriormente mencionadas se calculan con carácter anual.

Para acotar el problema y su solución, el rango de alturas estudiadas comprende el intervalo desde 100 hasta 230 metros.

2.1. Gemasolar

La planta de concentración Gemasolar es de tipo de receptor central de torre. Ubicada en la localidad Fuentes de Andalucía, en la provincia de Sevilla, es la primera planta comercial del mundo de energía solar de concentración que emplea sales fundidas, no sólo para el almacenamiento, sino también como fluido caloportador, lo que la dota de una eficiencia altamente superior a la de otras plantas. El promotor y operador de esta planta es Torresol Energy, empresa constituida en 2008 por la asociación de SENER y Masdar.

Gemasolar es una planta de 19.9 MW de potencia y es capaz suministrar 110 GWh al año, alimentando de electricidad a casi 29.000 viviendas, con una garantía de operación por 25 años. Como tecnología limpia, se reducen las emisiones de CO₂, pues evita importar y quemar 28.600 toneladas de petróleo o lo que es lo mismo, 206.000 barriles al año.



Figura 36. Vista aérea de Gemasolar (Torresol)

CSP Today USA ha otorgado diferentes premios a Gemasolar y las empresas responsables del proyecto. Gemasolar recibió el galardón por: Categoría "Innovación solar térmica". Torresol Energy recibió el premio "Mejor tecnología comercializada en 2011" y "Desarrollo de proyecto más eficaz" y SENER el reconocimiento de "Mejor firma de ingeniería 2011" y "Mejor solución para aumentar la capacidad de gestión".

Para el análisis de la planta, SENER ha desarrollado SENSOL, un software válido en diversos proyectos del área solar, que permite realizar análisis técnicos y económicos, así como estudiar la influencia de diferentes cambios de diseño que puedan surgir durante el desarrollo del proyecto sobre la rentabilidad, además de otorgar una buena posición tecnológica a SENER en el estudio de viabilidad y optimización de proyectos solares.

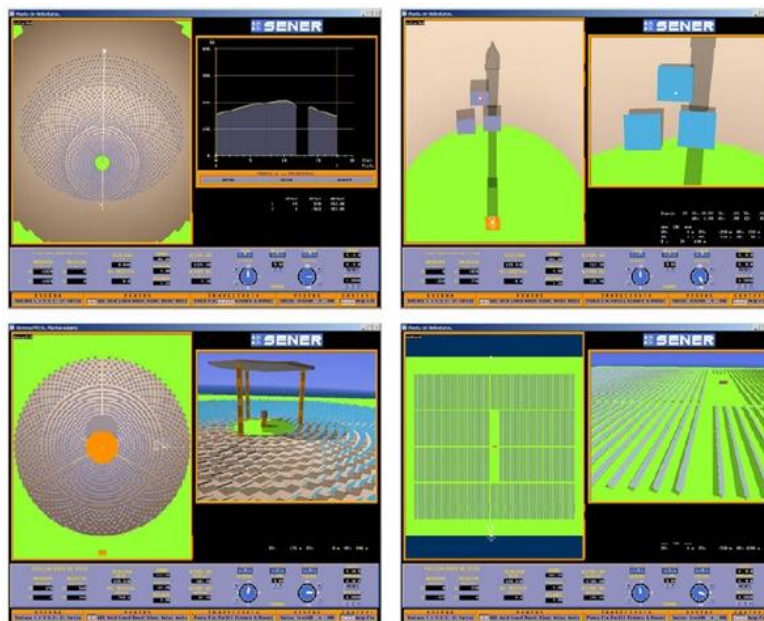


Figura 37. Capturas de pantalla de software SENSOL (SENER)

Sistema de sales fundidas

Las plantas construidas hasta el momento carecían de un sistema de sales fundidas por tanto de almacenamiento y la turbina produce más o menos potencia según la radiación solar. Cuando estas plantas tienen exceso de energía, el campo solar se desenfoca para perder el exceso, cuando hay defecto, la turbina deja de funcionar.

Gemasolar es la primera planta solar comercial que emplea el sistema de almacenamiento de sales fundidas, una mezcla de nitrato potásico y nitrato sódico. Se bombean hasta el receptor, en lo alto de la torre central y allí absorben la energía térmica, donde alcanzan temperaturas de 565°C. Después, las sales circulan por tuberías calorifugadas hasta un tanque intermedio de almacenamiento de sales calientes. Es importante el hecho de que las tuberías estén calorifugadas, ya que las sales, una vez fundidas, no deben solidificarse. Tras esto, las sales se dirigen al generador de vapor, donde ceden energía al agua del ciclo de potencia. Una vez las sales han cedido la energía térmica y se han enfriado, se conducen hasta el tanque de almacenamiento de sales frías, donde las sales están a 290°C. De allí son de nuevo bombeadas hasta el receptor, y se repite el ciclo.

La ventaja que introduce el sistema de sales fundidas es que permite almacenar el calor excedente, por lo que la turbina puede funcionar al régimen óptimo sin depender de la radiación. Cuando las sales absorben más energía de la necesaria para abastecer la turbina, la energía sobrante se almacena en el tanque de almacenamiento de sales calientes. Cuando la radiación solar no está disponible, bien porque es de noche o porque no hay suficiente radiación, se aprovecha esa energía almacenada, que permite funcionamiento de hasta 15 horas sin luz solar. Esto aumenta el factor anual de capacidad y permite elegir en qué momento se quiere suministrar energía a la red.

Gracias al sistema de almacenamiento, la turbina no se ve afectada de forma inmediata por la variación climática, y la turbina tampoco se detiene cada noche. Se tiene, por tanto, que el bloque de potencia funciona en condiciones más estables, lo que alarga su vida útil, y aumenta el rendimiento de la planta. El empleo de sales también aumenta la eficiencia termodinámica debido a que se alcanzan mayores temperaturas.

Los tanques de almacenamiento, uno para sales calientes y otro para sales frías, están contruidos de acero inoxidable con base de arlita, un material cerámico de alto poder aislante, para evitar la corrosión, la deformación del tanque y del terreno. Es poco probable que se produzca una fuga de sales ya que las tuberías están soldadas y los tanques poseen una cubeta de seguridad. Aún en caso de fuga, el impacto medioambiental es insignificante.

Campo solar: heliostatos, sistema de seguimiento, torre y receptor.

El campo solar se compone de 2650 heliostatos distribuidos alrededor de la torre central en forma de anillos concéntricos. El más alejado está a una distancia inferior a 1 kilómetro. Cada heliostato tiene una superficie de 120 m². La torre de Gemasolar tiene una altura de 140 m y tiene un receptor cilíndrico de alta eficiencia en lo alto de la torre, cuya potencia térmica triplica la de otros proyectos similares.



Figura 38. Torre de Gemasolar rodeada del campo de heliostatos en funcionamiento (Torresol)

El sistema de seguimiento para este tipo de planta debe ser de alta calidad. Tiene un sistema de seguimiento en dos ejes en cada heliostato que lo orienta en cada momento según la posición del Sol. El sistema de mecanismos patentados por SENER tienen una elevada precisión, alta capacidad de carga, bajo mantenimiento, larga vida útil y fiabilidad. Son un componente crítico en la planta, debido a su importancia en el correcto funcionamiento de toda la planta, y debido al elevado número existente en la planta.



Figura 39. Sistema de seguimiento solar diseñado por SENER (SENER)

Para enfriar el condensado, la planta Gemasolar utiliza el agua de la lluvia. No se usa agua de pozos o abastecimiento público, sino que, aprovechando las propiedades permeables del terreno, el agua de lluvia se recoge, se trata y se utiliza como agua de refrigeración por evaporación en una torre.



Figura 40. Vista del campo de heliostatos en posición horizontal (Torresol)

Durante la noche, aprovechando la ausencia de radiación y la posición horizontal de los heliostatos, se lleva a cabo una limpieza de los mismos. SENER ha desarrollado y patentado el sistema HECTOR (HEliostat Cleaning Team Oriented Robot). Un operario se encarga de ubicar los robots sobre los heliostatos y estos, de forma autónoma, se encargan de limpiarlo y pulir su superficie, manteniendo así una alta reflectividad. Además, el consumo de agua de estos robots es mínimo, algo a tener muy en cuenta en este tipo de centrales, ubicadas en zonas con mucha insolación pero también escasez de agua.



Figura 41. Robot HECTOR limpiando un heliostato (SENER)

Construcción, puesta en marcha, y operación comercial

Entre los años 2005 y 2008, SENER participó en el diseño, instalación y financiación del proyecto "Desarrollo del receptor para una central solar termoeléctrica de sales fundidas" en la Plataforma Solar de Almería, PSA, en la que se trabajó con el sistema de sales fundidas, se ensayó un receptor experimental, heliostatos de 120 m² de superficie, el sistema de seguimiento solar, el sistema de almacenamiento, y el sistema de bombeo de sales fundidas. Finalizados los ensayos, patentaron el receptor de sales fundidas. (PSA)

El inicio de la construcción estaba previsto para noviembre de 2008, sin embargo era necesario acondicionar el terreno, por lo que la construcción de la planta se retrasó. Comenzó entonces en marzo de 2009 la construcción de la torre. Construida en hormigón con la técnica del encofrado deslizante, que consiste en desplazar el encofrado sin esperar que el hormigón termine completamente de fraguar, de modo que aporta mayor velocidad de construcción, así como uniformidad, homogeneidad y resistencia final del hormigón. Mientras tanto, el avance de la construcción de otras zonas en la planta era reducido por razones de seguridad.



Figura 42. Cimentación de la torre (Agencia Andaluza de la Energía)

Otras construcciones que tuvieron lugar en la planta son: cimentación de los heliostatos y ejecución de las torres de alta tensión, instalación de los soportes metálicos de los heliostatos, fabricación de las facetas, fabricación y ensamblaje del mecanismo de apunte de los heliostatos, línea de montaje de heliostatos en la planta, alzado de los heliostatos, ejecución de las instalaciones eléctricas y sistemas de control, construcción de los tanques de almacenamiento, construcción y ensayo de las bombas de sales fundidas, la instalación del traceado eléctrico en las tuberías, el generador de vapor, turbina, generador eléctrico y transformador, fabricación de los

paneles del receptor y su colocación en lo alto de la torre, el horno de sales fundidas, y el montaje de las tuberías y sistemas eléctricos y de control.

Dos años después de comenzar la construcción, en noviembre de 2010, empieza la puesta en marcha. La puesta en marcha del campo solar depende de las condiciones climatológicas y se vio afectada un par de meses, mientras que la puesta en marcha de la zona de potencia no se ve afectada por el clima. Finalmente, en mayo de 2011 comenzó a suministrar electricidad, y a finales de junio se convirtió en la primera planta solar en alcanzar 24 horas de producción eléctrica ininterrumpida. En el mes de julio, se evaluó el rendimiento de toda la planta y se obtuvo un resultado mejor de lo esperado.

El proyecto TC GRAN es un proyecto de SENER, una planta termosolar de receptor central de sales fundidas. Los objetivos que se pretenden alcanzar son: reducción significativa del coste de obtención de la energía, aumentar potencia receptor, desarrollar nuevos heliostatos y el sistema asociado, aumentar el caudal y presión en el flujo de sales continuas, desarrollo de una herramienta informática avanzada para la simulación de la planta. (Noticias, 2014)

2.1.1. Datos de Gemasolar empleados en el cálculo del óptimo

Número de heliostatos: 2650 heliostatos

Área del heliostato: 120 m^2 .

Área de espejo útil del heliostato: $115,7 \text{ m}^2$.

Temperatura sales frías: 290°C

Temperatura sales calientes: 565°C

Distancia torre - anillo de heliostatos más cercano: 80 m.

Distancia torre - anillo de heliostatos más lejano: 857 m.

Receptor: tipo cilíndrico de 16 paneles, con 47 tubos por panel, y dos líneas de flujo.

Tamaño receptor: 10,5 metros de alto. 8,5 metros de ancho.

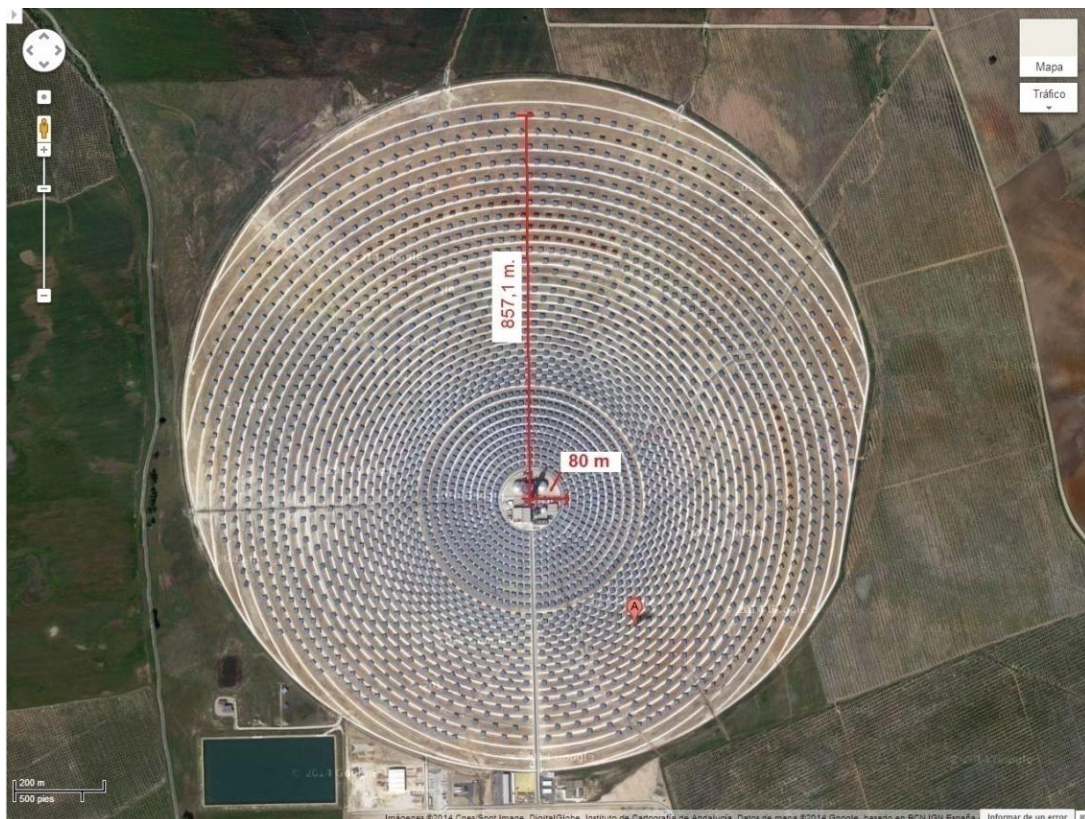


Figura 43. Vista satélite de Gemasolar (Google Maps)

2.2. Herramienta de Cálculo: DELSOL3

Para los cálculos realizados en este trabajo, se ha utilizado la herramienta DELSOL3. DELSOL3 es un software gratuito desarrollado para simular la viabilidad energética y económica de una central térmica de tipo Receptor Central o Torre Central por Sandia National Laboratories, de Estados Unidos. (Kistler, 1986)

Es capaz de predecir el flujo de radiación solar de forma eficiente mediante un método analítico con polinomios de Hermite. El código, elaborado en FORTRAN77, considera variaciones en la radiación solar por efectos climatológicos, y el efecto de pérdidas por sombras, bloqueos, efecto coseno, atenuación atmosférica, desbordamiento, reflectividad, absortancia, pérdidas en el transporte,... Las pérdidas térmicas en las tuberías también son consideradas por DELSOL3 y se asume que son proporcionales a la superficie total de tubería, que depende de la altura de la torre. DELSOL3 también permite definir la eficiencia de almacenamiento.

En lo relativo a la optimización, el criterio por el cual DELSOL3 elige un sistema óptimo es por el mínimo coste medio de la energía, que es función de los costes de equipamiento, y de la energía neta anual que produce la planta. La energía anual se calcula de dos modos: una es como aproximación del uso en el sistema de optimización y otra en detalle frente al tiempo de operación final.

Para un cálculo final, la energía se contabiliza para NYEAR días y para HRDEL incrementos de tiempo a lo largo del día. Es decir, la potencia en el receptor en cada momento se reduce por las pérdidas del receptor en ese momento, se transporta hasta el almacenamiento y se descarta si estuviera lleno, y tras esto se envía a la turbina. Tras el rendimiento de operación de la turbina, y las pérdidas parasitarias, se incluye el factor de apagado por mantenimiento. Cada cálculo se almacena y se suma, y el total sirve para calcular el nivel de pérdidas parasitarias de no-operación. DELSOL3 asume que la turbina arranca cuando lo hace el receptor, y que el almacenamiento es agotado cada noche. Sin embargo, sería más inteligente decir que la turbina funciona sólo a máxima demanda cuando el precio pagado por la energía es el más alto, aunque eso implique tirar energía en otros instantes o tener mayor almacenamiento de lo que DELSOL3 diseña para operar algunas veces.

DELSOL3 es un archivo de tipo ejecutable, de extensión '.exe'. Al pulsar sobre el archivo, lee el archivo con nombre 'Input', que no tiene extensión y de él, coge los datos de entrada. Tras esto, se lee todo el código, y se ejecuta de forma invisible al usuario. Devuelve un archivo con nombre 'Output', que tampoco tiene extensión, y en él se encuentra información relativa al funcionamiento de la planta.

El archivo 'Input' contiene un código con información necesaria para simular el campo solar de la central termosolar.

Consideraciones a tener en cuenta para la redacción del *Input*:

- La primera línea ha de estar vacía o puede contener un título, pero en ningún caso será leída por el programa.

- A continuación se ponen las variables a definir igualadas a un valor. Las variables están clasificadas en unos grupos, que se llaman 'Namelists'. Para simular el funcionamiento de la central, los 'Namelists' necesarios son:

BASIC, información básica sobre la planta termosolar.

FIELD, información del campo solar (distribución, dimensiones).

HSTATS, información sobre los heliostatos (dimensiones).

REC, información relativa al sistema receptor: torre y receptor.

NLFLUX

NLEFF

- El código en el *Input* siempre se cierra con:

&REC

w=-100.

/

2.2.1. *Input* para el diseño

Namelist BASIC

IPROB = 0. Determina el modo de cálculo. Se escoge igual a cero para hacer un cálculo del funcionamiento anual de la planta. DELSOL3 calcula la operación de la planta un número finito de veces durante un año e integra para obtener medias diarias y anuales. El problema se simplifica por la simetría diaria y estacional en días de cielo despejado, de modo que sólo la mitad del año es suficiente: entre el solsticio de invierno y el solsticio de verano, pasando por el equinoccio de primavera. El código ignora el pequeño cambio durante cada día y asume que la posición del sol es simétrica respecto al mediodía, estudiando solo las horas entre salida y puesta del Sol.

NYEAR = 9. Esta variable representa el número de días de la mitad del año, espaciados por igual, que se usan en el cálculo, entre el 21 de diciembre y el 21 de junio. Para conseguir un mejor resultado se elige nueve.

IPRINT=0. Determina la cantidad de datos de cálculo zona por zona que aparecerán posteriormente en el Output. El cálculo anual siempre aparece, así como la media para todas horas, pero con IPRINT podemos decidir si para cada día de NYEAR queremos representar:

= 0, ningún resultado zona por zona.

= 1, la media diaria.

= 2, los cálculos en cada intervalo temporal de cada día y la media diaria.

PLAT = 37.56. Para determinar la localización de la central, uno de los parámetros usados es la latitud, en grados. Se toma como referencia la central de Gemasolar, en la provincia de Sevilla, cuyas coordenadas geográficas son 37°33'34.6" latitud Norte, 5°19'54.5" latitud Oeste. Luego la latitud escogida es 37.56°N.

ALT = 0.17. Otro parámetro es la altitud, en kilómetros. La central de Gemasolar se encuentra a aproximadamente 170 metros = 0.17 km de altitud.

INSOL = 0. DELSOL3 asume modelos con cielo despejado para predecir la radiación directa normal, en la superficie terrestre. Con esta variable se determina la radiación según un modelo. Los modelos son los siguientes. Se decide usar el modelo Meinel. Para un cálculo más preciso, habría que comparar los resultados obtenidos con cada modelo con los reales y ver qué modelo se ajusta mejor a la localización de la planta.

=0, modelo de Meinel.

=1, modelo de Hottel.

IWEATH = 2. Nos permite estudiar la influencia de la meteorología. La ubicación de la planta se presupone en una localización favorable en cuanto a clima. IWEATH se iguala a dos, que significa que el factor climático se mantiene constante para todo el año y se calcula en el propio código, mediante la siguiente ecuación, dependiente de PLAT, la latitud:

$$WEATH = 2.16255 \cdot \exp(-0.02804 \cdot PLAT)$$

NSUN = 1. La variable NSUN describe la forma en que la radiación solar se intercepta. La distribución de la radiación solar se ajusta más a una gaussiana (NSUN =1) que a una forma cuadrada (NSUN =2) o puntual (NSUN = 0)

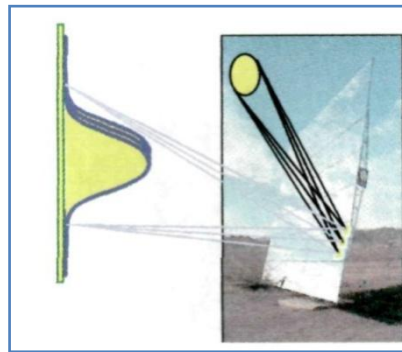


Figura 44. Forma gaussiana de la radiación solar (Izquierdo Millán, 2013-2014)

Namelist FIELD

NAZM = 12. Representa el número de divisiones del campo solar en dirección azimutal alrededor de la torre.

NRAD = 8. Representa el número de divisiones del campo solar en dirección radial desde la torre.

La Figura 45 representa el campo solar descrito. Se observan las 12 divisiones azimutales y las 8 divisiones radiales. También se aprecia la diferente distribución de los heliostatos, alrededor de la torre, concentrándose en la dirección Norte.

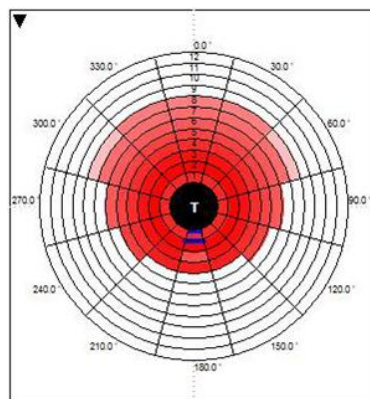


Figura 45. Campo solar de Gemasolar en SAM

RADMIN y RADMAX. Para hacer el estudio con la influencia de la altura de la torre, necesitamos que lo demás permanezca constante. La distancia a la que se encuentran los heliostatos viene definida por $RADMIN \cdot THT$ para la sección más cercana, y $RADMAX \cdot THT$ para la más lejana de la torre. Según esto, el campo de heliostatos cambia con la altura de la torre THT (ver definición en Namelist REC), por lo que el campo de heliostatos estaría variando constantemente. Para poder estudiar la influencia de la altura de la torre sobre el resto de la planta, se necesita que todo lo demás en la planta, permanezca constante. Para esto, se hace que los productos $RADMIN \cdot THT$ y $RADMAX \cdot THT$ permanezcan constante para cada THT.

Tomando como referencia el campo de Gemasolar, la distancia desde la torre al primer anillo es de aproximadamente 80 metros, con una altura de 140 metros, se obtiene $Rad_{min} = 0,57$; la distancia al anillo más lejano es de aproximadamente 857 metros, lo que se traduce en $Rad_{max} = 6,12$. Los valores de Rad_{min} y Rad_{max} obtenidos y empleados en el *Input* se muestran en la Tabla 8.

Tabla 8. Valores de Rad_{min} y Rad_{max} empleados

THT (m)	Rad_{min}	Rad_{max}
100	0,8	8,57
110	0,73	7,791
120	0,67	7,142
130	0,62	6,592
140	0,57	6,121
150	0,53	5,713
160	0,5	5,356
170	0,47	5,041
180	0,44	4,761
190	0,42	4,511
200	0,4	4,285
210	0,38	4,081
220	0,36	3,895
230	0,35	3,726

IDENS = 3. Este parámetro determina la densidad de heliostatos que existe. Igualamos la variable a tres para que la densidad sea definida por el usuario del programa, en cada sector del campo. Esto se hace para mantener un campo de heliostatos constante en cada estudio. Si no hiciéramos esto, el número de heliostatos variaría de un estudio a otro, eligiendo DELSOL3 el número de heliostatos óptimo para minimizar sombras y bloqueos, y el campo no sería el mismo. El siguiente paso es definir la densidad mediante una variable: DENSIT

DENSIT(K,L) es la variable con la que se define la densidad de heliostatos para cada sector del campo. K es el sector radial, y L es la sección azimutal. Las densidades elegidas son:

```
DENSIT (1,:)= 12*0.452
DENSIT (2,:)= 12*0.409
DENSIT (3,:)= 12*0.329
DENSIT (4,:)= 12*0.259
DENSIT (5,:)= 12*0.208
DENSIT (6,:)= 12*0.170
DENSIT (7,:)= 12*0.142
DENSIT (8,:)= 12*0.121
```

Para cada sector radial se tiene una densidad diferente, pero la densidad no varía con la sección azimutal, por lo que se nombra así DENSIT (K,:) con K variando de 1 a 8, o lo que es lo mismo NRAD, y los dos puntos (:) significa que es así para cada sección azimutal, o lo que es lo mismo para los 12 valores de NAZM. El conjunto de valores se puede representar de forma abreviada como conjunto de productos, separados por comas: el primer factor del producto es el número de veces que se repite el valor, y el segundo es el valor. Finalmente, el número de heliostatos que se ha conseguido mantener es 2.871 heliostatos, bastante cercano al número de Gemasolar, 2.650 heliostatos.

IUSERF = 2. Por lo explicado anteriormente, se necesita poder variar los parámetros relativos al campo con cada THT. Esta variable valdrá dos cuando el usuario quiera definir el campo, mediante NAZM, NRAD, RADMIN, RADMAX, NRADMN, NRADMX , zona por zona.

NRADMN (L) y NRADMX (L) se definen para cada región azimutal, que son NAZM = 12, (L =1 ... NAZM), y representan el número de zona radial ocupada.

```
NRADMN(1)=1
NRADMN(2)=1
NRADMN(3)=1
...etc.
```

```
NRADMX(1)=8
NRADMX(2)=8
NRADMX(3)=8
NRADMX(4)=6
NRADMX(5)=5
NRADMX(6)=4
NRADMX(7)=4
NRADMX(8)=4
NRADMX(9)=5
NRADMX(10)=6
```


NRADMX(11)=8

NRADMX(12)=8

O lo que es equivalente:

NRADMN (L) = 12 * 1

NRADMX (L) = 3*8, 6, 5, 3*4, 5, 6, 2*8.

Namelist HSTAT

WM = 11; HM = 11. WM se refiere al ancho del heliostato y HM a la altura del heliostato en metros. Los heliostatos en Gemasolar tienen un área de 120 m². Los elegidos para este diseño serán de dimensiones cuadradas 11 x 11m, lo que resulta 121 m² de superficie para cada heliostato.

IROUND = 0. Para heliostatos de forma rectangular.

SIGEL= 0.002. Incorpora el efecto del error en radianes del ángulo de elevación del heliostato en el proceso de seguimiento o tracking.

SIGAZ = 0.002. Incorpora el efecto del error en radianes del ángulo azimutal del heliostato en el proceso de seguimiento o tracking.

SIGSX = 0.002. Desviación estándar en radianes de la distribución normal del error en la normal a la superficie del heliostato en dirección horizontal.

SIGSY = 0.002. Desviación estándar en radianes de la distribución normal del error en la normal a la superficie del heliostato en dirección vertical.

ICANT = 0.

XFOCUS=1; YFOCUS=1. Hace referencia al enfoque o curvatura del heliostato. Se va a considerar una curvatura doble, en las dos direcciones, x e y, respectivamente.

IFOCUS = 0. La distancia focal será igual a la distancia en línea recta del heliostato al receptor.

ISB = 1. Con esta variable igual a uno, se está suponiendo que el solapamiento de sombras y bloqueos siempre sucede.

Namelist REC

THT = Variable. THT es la altura de la torre medida en metros desde el punto de pivote de un heliostato hasta el punto central del absorbedor o receptor. El objetivo de este trabajo es optimizar la altura de la torre central. En los diferentes ensayos se variará el valor de THT.

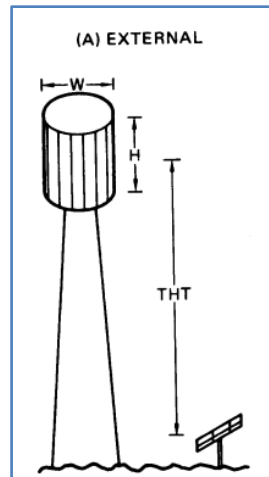


Figura 46. Definición gráfica de W, H, y THT (Kistler, 1986)

TOWL; TOWD. El código también considera el efecto de la sombra de la torre se hace modelando a la torre como un cilindro de altura total TOWL en metros por encima del plano de giro de los heliostatos, y de diámetro TOWD en metros. El valor sería

$$TOWL = THT + \frac{HM}{2} + \frac{H}{2} \quad (1)$$

pero dado que el efecto de la sombra de la torre sobre el campo de heliostatos es muy pequeño, voy a considerar como buena aproximación que $TOWL \approx THT$. Consideraré $TOWD = 10$ metros, en consonancia al tamaño del receptor.

H; W. Son las dimensiones del receptor o absorbedor, H la altura y W el ancho en metros. Tomaremos $H=10.5$ y $W=8.5$.

RRECL = 1. Es la absorptividad de la superficie del receptor. Se considera igual a 1 ya que este factor ya estará incluido en el rendimiento del receptor definido posteriormente.

IAUTOP = 0. Esta variable determina la forma en que se concentran los rayos reflejados sobre el receptor. Para el valor cero, se considera que todos se reflejan sobre un único punto.

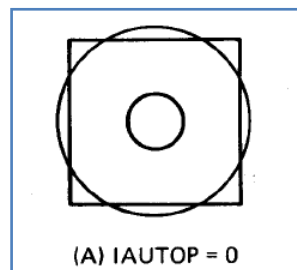


Figura 47. Definición gráfica de IAUTOP = 0. (Kistler, 1986)

2.3. Procedimiento de cálculo

El procedimiento de cálculo se va a dividir en tres pasos: primero, el cálculo de la eficiencia del campo solar, y con ello la energía disponible para ser absorbida por las sales en el receptor; segundo, el cálculo del consumo en el bombeo de las sales; y tercero, la energía neta disponible en la base de la torre.

2.3.1. Eficiencia del campo solar

Del archivo *Output* se obtiene el valor de la radiación solar disponible anual para cielo despejado, y para un día con efecto de climatología, Rad_{disp} . Este valor viene dado por unidad de superficie terrestre, en unidades de $\frac{kWh}{m^2 \cdot año}$.

No toda la superficie del heliostato es reflectiva, pues existen juntas de unión, holguras y marcos, como se aprecia en la Figura 16, por lo que se considera el factor η_{rt} que representa la fracción de superficie de espejo útil reflectora sobre la superficie de heliostato total.

Mediante la ecuación (2), se determina la superficie total útil de espejo en el campo de heliostatos.

$$\text{Área}_{\text{útil}} = \text{Num}_{\text{heliostatos}} \cdot \text{Área}_{\text{heliostato}} \cdot \eta_{rt} \quad (2)$$

siendo,

$\text{Área}_{\text{heliostato}}$, el área total de un heliostato.

$\text{Num}_{\text{heliostatos}}$, el número de heliostatos en el campo solar.

η_{rt} , la fracción de área reflectiva útil sobre el área total de heliostato.

Para conocer la radiación reflejada por el heliostato, será necesario multiplicar la radiación solar disponible por la superficie útil de espejo y por la eficiencia del campo solar.

$$Rad_{\text{helio-rec}} = \text{Área}_{\text{útil}} \cdot Rad_{\text{disp}} \cdot \eta_{cs} \quad (3)$$

La eficiencia del campo solar recoge las pérdidas por la reflectividad del espejo, por el efecto coseno, por bloqueos y sombras, por la atenuación atmosférica y por desbordamiento en el receptor, siendo el rendimiento del campo solar el producto de cada uno de los rendimientos anteriormente mencionados.

$$\eta_{cs} = \eta_{efecto_coseno} \cdot \eta_{sombras} \cdot \eta_{bloqueos} \cdot \eta_{reflectividad} \cdot \eta_{atenuación_atmosférica} \cdot \eta_{intercepción} \quad (4)$$

Si se tiene en cuenta que la planta opera un número determinado de horas al año, $Horas_{operación}$, valor proporcionado en el *Output*, la radiación anual reflejada por el heliostato que alcanza el receptor es:

$$Rad_{helio-rec} = \frac{\text{Área}_{\text{útil}} \cdot Rad_{\text{disp}} \cdot \eta_{cs}}{Horas_{operación}} \quad (5)$$

El propio receptor también tiene unas pérdidas como se ve en la Figura 30. Parte de la radiación que alcanza el receptor se absorbe, parte se refleja, y parte se pierde por radiación y convección. Todo esto se engloba en el rendimiento del receptor, $\eta_{receptor}$ (Bradshaw, 2002).

$$Energía_{\text{útil,sales}} = Rad_{helio-rec} \cdot \eta_{receptor} \cdot Horas_{operación} \quad (6)$$

2.3.2. Pérdida de carga y consumo de bombeo de sales

Conociendo la energía útil que me queda para transferir a las sales, ahora necesito conocer el consumo al bombear las sales por la instalación. Se estudian las pérdidas de carga en la instalación, divididas en dos componentes: la pérdida de carga en el receptor y la pérdida de carga en la torre. Para poder calcular la pérdida de carga en el sistema receptor es necesario conocer las propiedades de las sales fundidas, que dependen de la temperatura de las mismas.

Para la pérdida de carga en el receptor se considera la temperatura media entre las temperaturas de entrada y salida de las sales en el receptor:

$$T_{sal,rec} = \frac{T_{in,rec} + T_{out,rec}}{2} \quad (7)$$

siendo $T_{in,rec}$, la temperatura de las sales a la entrada al receptor y $T_{out,rec}$, la temperatura de las sales a la salida del receptor.

Para la pérdida de carga en la torre se considera la temperatura a la que las sales pasan por la bomba, es decir, la temperatura de las sales frías, antes de llegar al receptor:

$$T_{\text{sal,torre}} = T_{\text{in,rec}} \quad (8)$$

Las propiedades que es necesario definir son: la capacidad calorífica, la densidad, la viscosidad dinámica, y la conductividad térmica. Capacidad calorífica de las sales fundidas. A partir de datos experimentales se han elaborado unas ecuaciones que permiten el cálculo de las propiedades. (Iglesias, 2012).

$$C_{p_{\text{sal},i}} \left(\frac{\text{J}}{\text{Kg} \cdot \text{K}} \right) = 1396 + 0.172 \cdot T_{\text{sal},i} [\text{K}] \quad (9)$$

Densidad de las sales fundidas:

$$\rho_{\text{sal},i} \left(\frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} \right) = 2263.6 - 0.636 \cdot T_{\text{sal},i} [\text{K}] \quad (10)$$

Viscosidad dinámica de las sales fundidas, introduciendo la temperatura de la sal en Kelvin:

$$\mu_{\text{sal},i} (\text{Pa} \cdot \text{s}) = 0.075454 - 2.775 \cdot 10^{-4} \cdot T_{\text{sal},i} + 3.488 \cdot 10^{-7} \cdot T_{\text{sal},i}^2 - 1.47412 \cdot 10^{-10} \cdot T_{\text{sal},i}^3 \quad (11)$$

Conductividad térmica de las sales fundidas:

$$k_{\text{sal},i} \left(\frac{\text{W}}{\text{m} \cdot \text{K}} \right) = 0.391 + 1.9 \cdot 10^{-4} \cdot T_{\text{sal},i} [\text{K}] \quad (12)$$

El subíndice i puede valer *rec* o *torre*, según si se están calculando las propiedades para la pérdida de carga en el receptor o para la pérdida de carga en la torre.

La pérdida de carga en el receptor tiene varias componentes: la pérdida de carga primaria en los tubos finos, la pérdida primaria en el conducto grueso que une a los pequeños tubos, y las pérdidas secundarias asociadas a estos dos tramos. Las pérdidas primarias en el conducto grueso son despreciables frente a las primarias en los tubos finos, ya que la velocidad es mucho menor en el conducto grueso que en los finos. Las pérdidas secundarias también serán mucho menores que las primarias, sin embargo, se van a considerar en el cálculo, puesto que van a asociadas a la velocidad mayor, y ésta es la del conducto de menor diámetro.

$$\Delta P_{\text{receptor}} = \Delta P_{\text{receptor,primarias}} + \Delta P_{\text{receptor,secundarias}} \quad (13)$$

$$\Delta P_{\text{receptor,primarias}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{sal,rec}} \cdot V_{\text{sal,rec}}^2 \cdot \left(\frac{\lambda_{\text{rec}} \cdot L_{\text{rec}}}{D_{\text{tubo,rec}}} \right) \quad (14)$$

Con la ayuda de las ecuaciones (9), (10), (11) y (12) se determinan las propiedades de las sales a la temperatura media en el receptor, con el subíndice *rec*.

Para estimar el flujo másico de sales circulando por la planta se pueden usar las ecuaciones (15) y (16), ya que la totalidad de flujo másico de sales que hay circulando por la planta absorbe la potencia útil en el receptor.

$$Potencia_{\text{útil}} = \dot{A}rea_{\text{útil}} \cdot Rad_{\text{disp}} \cdot \eta_{\text{cs}} \quad (15)$$

$$Potencia_{\text{útil}} = m_{\text{sales}} \cdot C_{p_{\text{sal,rec}}} \cdot (T_{\text{out,rec}} - T_{\text{in,rec}}) \quad (16)$$

El flujo másico que se obtiene al despejar en esta ecuación es el total circulando por la planta. Conviene recordar cómo circulan las sales fundidas por el receptor: el flujo se bifurca al llegar al receptor, por lo que para cada línea se consideraría la mitad:

$$m_{\text{sales, línea}} = \frac{m_{\text{sales}}}{2} \quad (17)$$

A continuación este flujo se divide en 47 tubos finos que conforman cada panel. Posteriormente, este flujo se vuelve a juntar, para pasar al siguiente panel, donde se vuelve a dividir, por lo que este proceso se repite 8 veces, una por cada panel. Para que quede más claro, se adjunta la Figura 48 con un esquema del recorrido que atraviesa el flujo másico de sales en el receptor, y conviene recordar lo explicado en el Capítulo 1.2.2.

$$m_{\text{sales,tubo}} = \frac{m_{\text{sales,línea}}}{47} \quad (18)$$

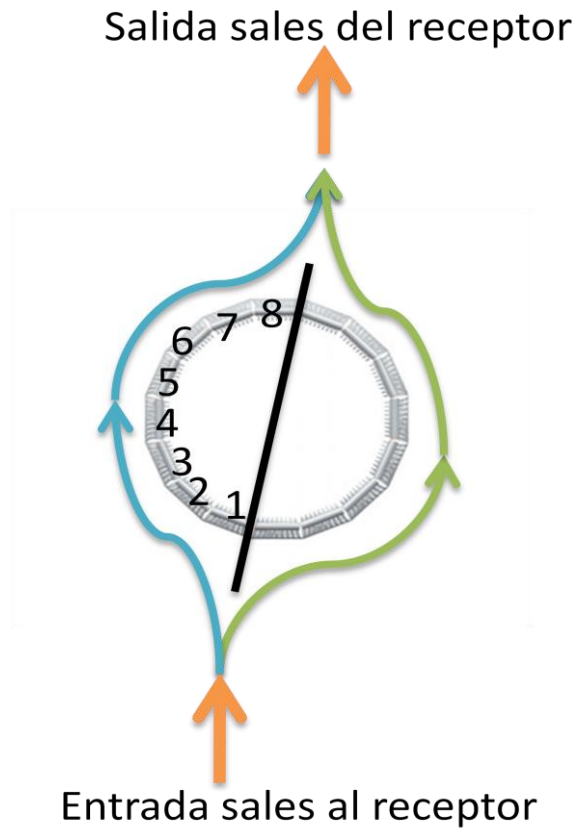


Figura 48. Esquema del recorrido de las sales fundidas en el receptor

Para conocer la velocidad a la que circulan las sales por cada uno de los tubos se utiliza la ecuación (19).

$$m_{\text{sales,tubo}} = v_{\text{sal,tubo}} \cdot \rho_{\text{sal,rec}} \cdot A_{\text{t,tubo}} \quad (19)$$

donde $A_{\text{t,tubo}}$ es el área transversal de paso de las sales de los tubos del receptor.

$$A_{\text{t,tubo}} = \pi \cdot \frac{D_{\text{tubo,rec}}^2}{4} \quad (20)$$

donde $D_{\text{tubo,rec}}$ es el diámetro de cada uno de los 47 tubos que tiene cada panel.

Conocida la velocidad, se puede calcular el número adimensional de Reynolds empleando el subíndice *rec*.

$$Re_i = \frac{\rho_{sal,i} \cdot v_{sal,i} \cdot D_{tubo,i}}{\mu_{sal,i}} \quad (21)$$

Utilizando la ecuación de Colebrook (White) para el receptor se puede obtener el coeficiente de fricción lambda, λ_{rec} , tomando el subíndice i como rec .

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda_i}} = -2 \cdot \log_{10} \left(\frac{\varepsilon_{inox}}{3.7} \frac{D_{tubo,i}}{D_{tubo,i}} + \frac{2.51}{Re_i \cdot \sqrt{\lambda_i}} \right) \quad (22)$$

Por último, queda definir que la distancia recorrida por una línea de sales en el receptor es 8 veces la altura del receptor, es decir, una por panel, siendo H la altura del receptor.

$$L_{rec} = 8 \cdot H \quad (23)$$

Como se aprecia en la Figura 29, una línea de sales pasa primero por un conducto grueso, ahí se distribuye por los 47 tubos, posteriormente confluyen de nuevo en un conducto ancho y se dirigen al siguiente panel, por lo que cada línea de sales pasa por ocho contracciones y ocho expansiones bruscas, así como dos codos de 90°, uno a la entrada y otro a la salida, por cada panel. El valor de la constante de pérdidas de los codos se ha considerado para codos acoplados suaves, en el caso más desfavorable. (White).

$$\Delta P_{receptor, secundarias} = \frac{1}{2} \rho_{sal, rec} \cdot v_{sal, rec}^2 \cdot (\Sigma K_{secundarias, rec}) \quad (24)$$

$$\Sigma K_{secundarias, rec} = 8 \cdot (K_{expansión} + K_{contracción} + 2 \cdot K_{codo90}) \quad (25)$$

$$K_{expansión} = \left(1 - \frac{D_{tubo, rec}^2}{D_{conducto, rec}^2} \right)^2 \quad (26)$$

$$K_{contracción} = 0.42 \cdot \left(1 - \frac{D_{tubo, rec}^2}{D_{conducto, rec}^2} \right)^2 \quad (27)$$

$$K_{codo90} = 0.40 \quad (28)$$

La velocidad de las sales en este conducto ancho se calcula con la ecuación (29),

$$m_{sales, conducto} = v_{sal, conducto} \cdot \rho_{sal, rec} \cdot A_{t, conducto} \quad (29)$$

donde $A_{t, conducto}$ es el área transversal de paso de las sales de los tubos del receptor,

$$A_{t,conductor} = \pi \cdot \frac{D_{conductor,rec}^2}{4} \quad (30)$$

donde $D_{conductor,rec}$ es el diámetro de cada uno de los conductos que tiene cada panel. Sin embargo, como ya se adelantó, la velocidad será mucho más pequeña que la de los tubos finos al ser una sección mucho mayor, por lo que las pérdidas secundarias se calcularán con la velocidad de los finos que es la mayor, según el criterio usado normalmente para las pérdidas secundarias.

Las pérdidas de carga en la torre se calcularán también como la suma de las pérdidas primarias y secundarias, pero además de la componente de fluidostática, se ha de considerar la componente hidrostática. Para el cálculo de las pérdidas primarias, en este tramo se tiene un conducto de sección única uniforme, $D_{tubo,torre}$.

$$\Delta P_{torre} = \Delta P_{torre,fluid} + \Delta P_{torre,hidr} \quad (31)$$

$$\Delta P_{torre,fluid} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{sal,torre} \cdot v_{sal,torre}^2 \cdot \left(\frac{\lambda_{torre} \cdot L_{torre}}{D_{tubo,torre}} + \Sigma K_{secundarias,torre} \right) \quad (32)$$

De nuevo, son necesarias calcular las propiedades de las sales fundidas a su paso por la bomba, aplicando las ecuaciones (9), (10), (11) y (12), esta vez usando el subíndice *torre*.

Por la torre, circula el total del flujo másico de sales, m_{sales} , pero se desconoce la velocidad. Se hace la suposición de que la velocidad de las sales por cada uno de los 47 tubos de un panel en el receptor es igual a la velocidad de las sales en la tubería de la torre. Haciendo uso de las ecuaciones (33) y, ya se puede estimar el diámetro de la tubería en la torre.

$$m_{sales,torre} = v_{sal,torre} \cdot \rho_{sal,torre} \cdot A_{t,torre} \quad (33)$$

donde $A_{t,torre}$ es el área transversal de paso de las sales de la tubería de la torre.

$$A_{t,torre} = \pi \cdot \frac{D_{tub,torre}^2}{4} \quad (34)$$

donde $D_{tub,torre}$ es el diámetro de la tubería de la torre.

Al igual que antes, se puede calcular el coeficiente de fricción para la tubería de la torre, con la ecuación de Colebrook (White), mediante un procedimiento iterativo, usando la ecuación (22), y empleando el número de Reynolds para la torre, con el subíndice *torre* (21).

La distancia recorrida por las sales en la tubería es dos veces la altura de la torre, THT:

$$L_{\text{torre}} = 2 \cdot \text{THT} \quad (35)$$

Las pérdidas secundarias consideradas en la torre son dos tubos de 90° suaves y acoplados:

$$\Sigma K_{\text{secundarias, torre}} = 2 \cdot K_{\text{codo90}} \quad (36)$$

La pérdida de carga hidrostática depende de la altura de bombeo, THT:

$$\Delta P_{\text{torre, hidr}} = \rho_{\text{sal, torre}} \cdot g \cdot \text{THT} \quad (37)$$

La pérdida de carga total de la instalación en el sistema receptor, como se anunció, es la suma de la pérdida de carga en el receptor y la pérdida de carga en la torre.

$$\Delta P_{\text{instalación}} = \Delta P_{\text{torre}} + \Delta P_{\text{receptor}} \quad (38)$$

Para conocer el consumo invertido en el bombeo de las sales de forma anual, se define la energía de bombeo como:

$$\text{Energía}_{\text{bombeo}} = \frac{\Delta P_{\text{instalación}} \cdot Q_{\text{bomba}} \cdot \text{Horas}_{\text{operación}}}{\eta_{\text{bomba}}} \quad (39)$$

donde η_{bomba} es el rendimiento de la bomba empleada y Q_{bomba} es el caudal de sales bombeado.

$$Q_{\text{bomba}} = \frac{m_{\text{sales}}}{\rho_{\text{sal, torre}}} \quad (40)$$

2.3.3. Energía neta

Por último, se realiza un balance entre la energía térmica disponible para el calentamiento de las sales en el receptor y la energía invertida en su bombeo. Así se conoce la energía disponible en la base de la torre, tras atravesar todas las pérdidas del campo de heliostatos, del receptor y del bombeo.

$$\text{Energía}_{\text{neta}} = \text{Energía}_{\text{útil, sales}} - \text{Energía}_{\text{bombeo}} \quad (41)$$

3. RESULTADOS

En este capítulo se exponen los resultados obtenidos siguiendo el procedimiento de cálculo detallado en el capítulo anterior. Los resultados se van a diferenciar, primero en eficiencia del campo de heliostatos, y segundo en el consumo invertido en el bombeo. Tras esto, se realiza el balance neto de energía, criterio por el que se establece el óptimo de altura de torre, THT.

3.1. Eficiencia del campo de heliostatos

La radiación solar disponible anual es un valor proporcionado por el *Output*. Para la localización de la planta seleccionada y el modelo de radiación seleccionado, este valor es $2052,3 \text{ kWh/m}^2\text{año}$. La radiación incide sobre el campo de heliostatos, experimentando una serie de pérdidas hasta que la radiación solar llega al receptor. Estas pérdidas vienen expresadas por la eficiencia del campo de heliostatos, η_{cs} . Los valores medios anuales, obtenidos del *Output*, de los factores coseno, atenuación atmosférica, sombras, bloqueos, reflectividad e interceptación se indican en la Tabla 13 en el Anexo B, y se representan en la Figura 49, de la que se pueden sacar varias conclusiones.

El factor coseno aumenta con THT. El efecto coseno es una pérdida de alto interés en este tipo de plantas. Su estudio no es sencillo pues no sólo depende de la altura a la que se sitúe el receptor, sino también de la posición del heliostato, de la inclinación del heliostato, y de la inclinación del haz solar. A partir de los resultados obtenidos, en los que el campo de heliostatos es siempre el mismo, se puede ver que a mayor altura, la pérdida por efecto coseno es menor. Si se hace una representación, ver Figura 50, para un mismo momento del día (el mismo haz solar) sobre el mismo heliostato, para dos alturas diferentes de torre, pero variando la inclinación del heliostato para poder seguir reflejando la radiación directa sobre el receptor, se puede ver que el ángulo formado por la normal del heliostato y el haz solar es mayor a menores alturas de torre.

El factor de atenuación atmosférica disminuye con THT. Es fácil llegar a esta conclusión si se piensa que al aumentar la altura de la torre, el haz solar reflejado ha de recorrer mayor distancia hasta llegar al receptor, y por tanto se atenúa más, disminuyendo así el factor que lo representa.

El factor de sombras permanece constante con la altura THT ya que las sombras no dependen de forma directa de la altura de la torre, pues, recordando lo dicho en el capítulo 1.2.1, la sombra se calcula proyectando la sombra que un heliostato ejerce sobre los de su alrededor en la dirección del haz solar.

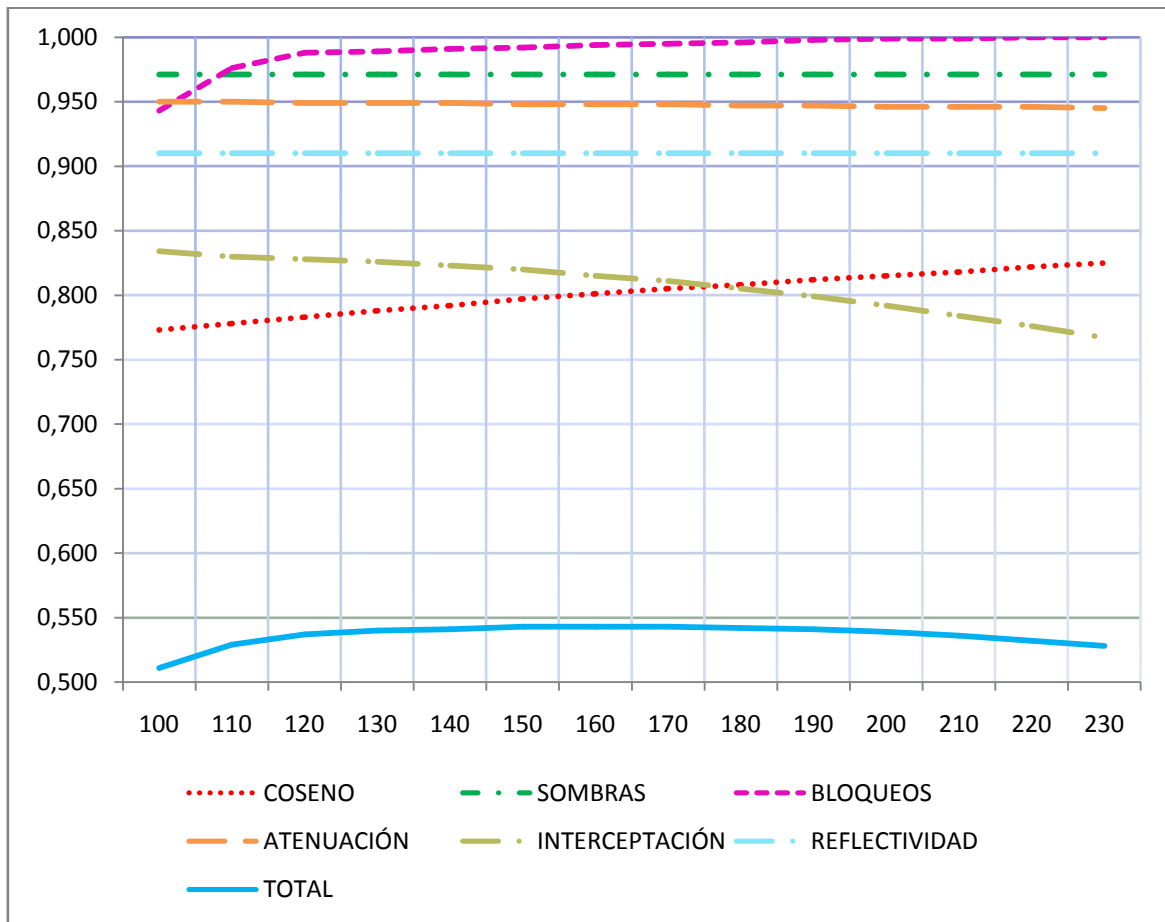


Figura 49. Eficiencia del campo solar en función de THT

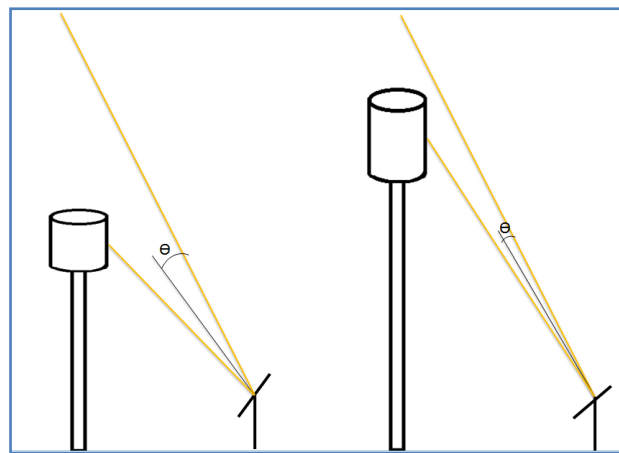


Figura 50. Efecto coseno a diferentes alturas de torre

Por otro lado, el factor de bloqueo aumenta con la altura. El bloqueo que un heliostato experimenta por efecto de los que le rodean sí está influenciado por la altura de la torre, pues se calcula proyectando la sombra que genera el heliostato en estudio en los de su alrededor al proyectar el haz solar que refleja en dirección al receptor, como también se explicó en el capítulo. La tendencia que tiene el factor de bloqueo, es lógica

pues al aumentar la altura del receptor, es más difícil que el bloqueo aparezca, como se puede entender de la Figura 51.

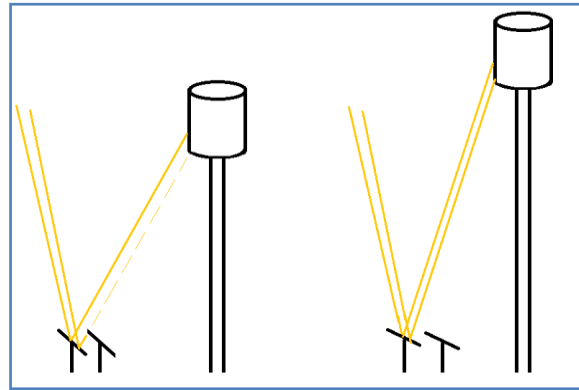


Figura 51. Efecto de la altura de la torre en el bloqueo entre heliostatos

El factor de interceptación disminuye con la altura. Esto es debido a que al aumentar la altura la distancia heliostato-receptor aumenta, el enfoque es más complicado, además de que el ángulo formado por los haces reflejados también aumenta y por tanto hay mayor probabilidad de que el haz no apunte al receptor.

Por último, la reflectividad se ha considerado constante de valor 91%. Este valor está incluido en el código de DELSOL con la variable MIRL, cuyo valor es 0,91. En el *Input* no aparece pues es el valor por defecto y no ha sido necesario indicarlo de nuevo en el código.

Los factores de pérdidas más influyentes son el factor de desbordamiento y el factor por efecto coseno. Las pérdidas por sombras, bloqueos y atenuación son pequeñas y además varían poco con THT.

La eficiencia global del campo solar, como se indicó en la ecuación (4) es el producto de cada uno de los factores de pérdidas anteriormente mencionados. Considerando un rendimiento del receptor del 88%, η_{receptor} , (Bradshaw, 2002) y haciendo uso de la ecuación (6), se calcula la energía térmica que finalmente queda útil para el calentamiento de las sales en el receptor. Las horas de operación son 2557 horas anuales, valor obtenido del *Output*. Los resultados se recogen en la Tabla 15.

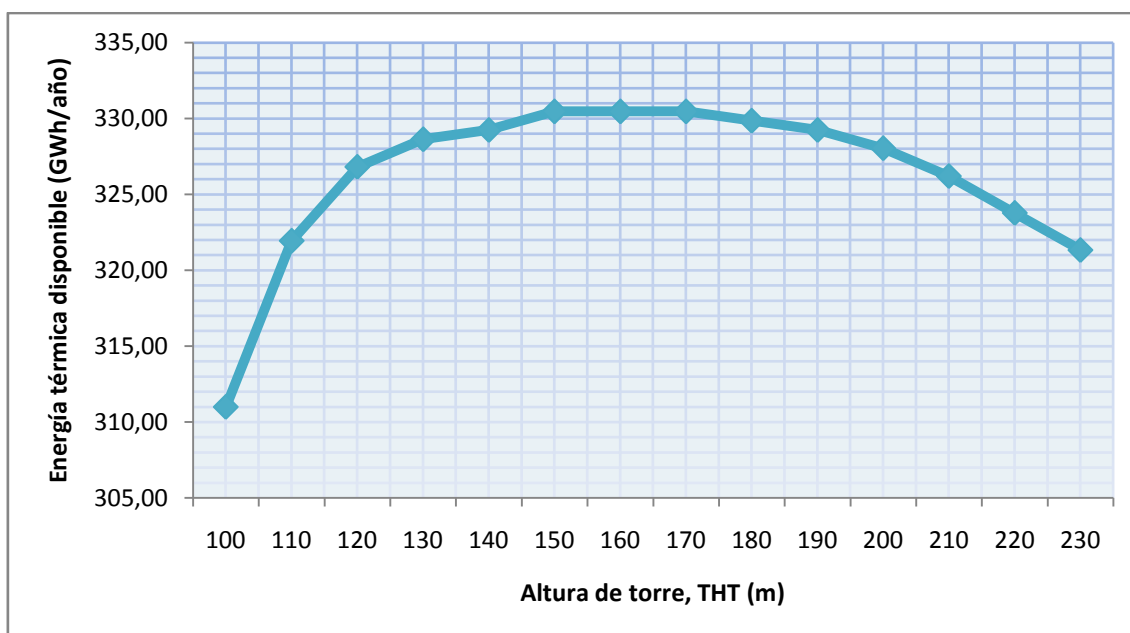


Figura 52. Energía térmica disponible en el receptor

3.2. Consumo en el bombeo de sales

Las sales fundidas son bombeadas en su temperatura fría, desde el tanque frío de almacenamiento hasta el receptor a 290°C. A su paso por el receptor absorben la energía térmica allí disponible hasta alcanzar 565°C de temperatura. (Torresol)

Tabla 9. Temperaturas de operación de las sales fundidas en el sistema receptor

Temperaturas de operación en el sistema receptor °C	
De bombeo o de entrada al receptor ($T_{in,rec} = T_{sal,orre}$)	290
A la salida del receptor ($T_{out,rec}$)	565
Media en el receptor ($T_{sal,rec}$)	427,5

Las propiedades de las sales fundidas se calculan a partir de las ecuaciones (9), (10), (11) y (12) para la temperatura media en el receptor $T_{sal,rec}$ y para la temperatura de bombeo en la torre $T_{sal,torre}$. Los resultados se recogen en la Tabla 10 y Tabla 11.

Tabla 10. Propiedades de las sales fundidas a la temperatura media en el receptor

Propiedades de las sales fundidas a la temperatura media en receptor $T_{sal,rec} = 427,5$ °C	
Conductividad térmica, C_p (J/Kg·K)	1517
Densidad, ρ (Kg/m ³)	1818
Viscosidad dinámica, μ (mPa·s)	1,575
Conductividad térmica, k (J/m·K)	0,524

Tabla 11. Propiedades de las sales fundidas a la temperatura de bombeo en la torre

Propiedades de las sales fundidas a la temperatura de bombeo $T_{sal,torre} = 290\text{ }^{\circ}\text{C}$	
Conductividad térmica, C_p (J/Kg·K)	1493
Densidad, ρ (Kg/m ³)	1905
Viscosidad dinámica, μ (mPa·s)	3,492
Conductividad térmica, k (J/m·K)	0,498

Con las ecuaciones (14), (24), y (13) se han calculado las pérdidas primarias, secundarias y totales en el receptor. Los resultados se recogen en la Tabla 14 en el Anexo C.

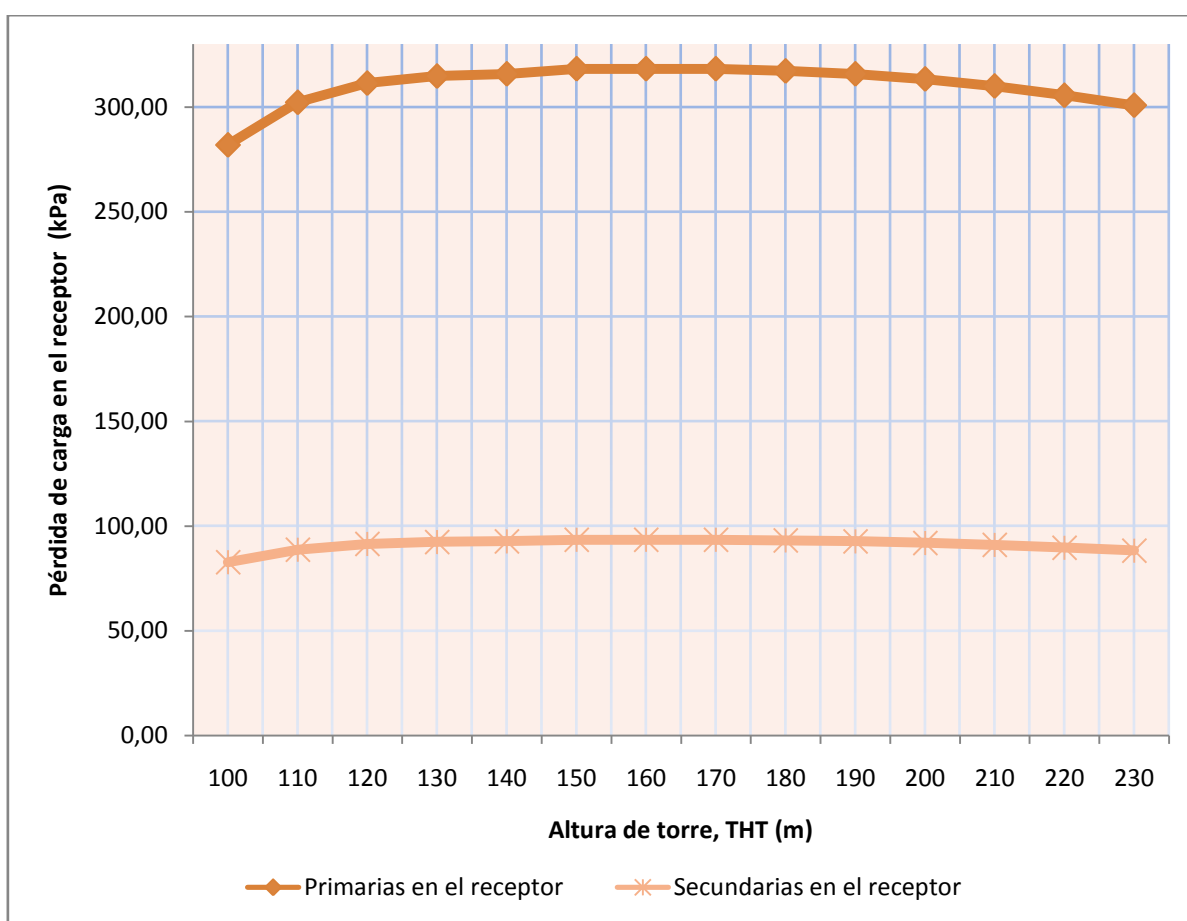


Figura 53. Pérdida de carga en el receptor

Las pérdidas primarias y secundarias en el receptor muestran una evolución similar con la variación de la altura de la torre, THT. Las pérdidas de carga tienen perfil parabólico con valores máximos para alturas de torre entre 150 y 170 metros, y son función principal de la velocidad de la sal en los tubos pequeños. Las pérdidas primarias son las que más importancia tienen en las pérdidas de carga totales en el receptor, ya que

suponen un 77% frente a las secundarias, que suponen un 23%, sobre el total de la caída de presión en el receptor.

Con las ecuaciones (32), (37) y (31) se pueden calcular las pérdidas de carga en la torre: las de carácter fluidostático con componentes primaria y secundaria, y las de carácter hidrostático, así como las totales en la torre. Los resultados están recogidos en la Tabla 14 del Anexo C.

Las pérdidas primarias en la torre tienen una relación creciente con la altura de la torre en el rango estudiado, ya que dependen directamente de la altura de la torre, pues tal y como se ha definido en la ecuación (35), la longitud del tramo recorrido por las sales es dos veces la altura de la torre, THT.

Las pérdidas secundarias tienen de nuevo un comportamiento dependiente directamente de la velocidad de las sales circulando por la torre.

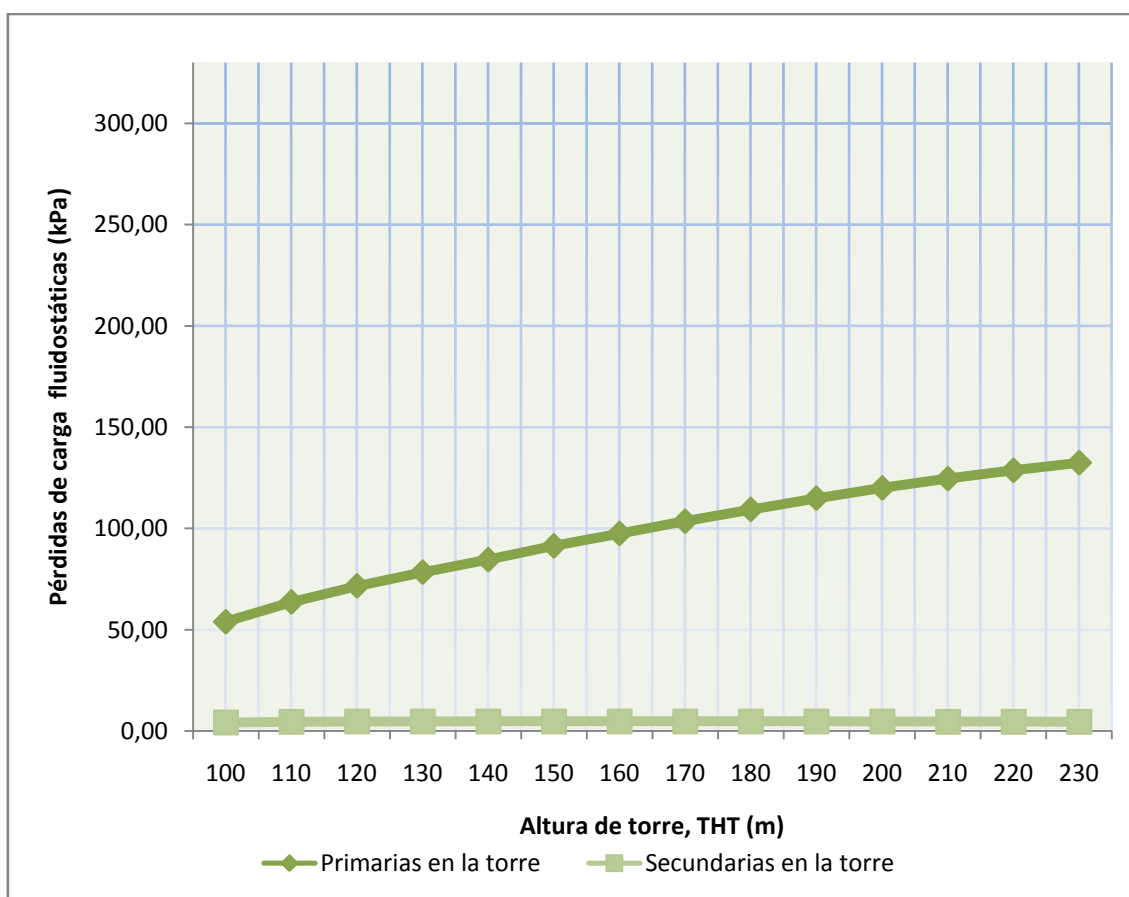


Figura 54. Pérdida de carga fluidostática en la torre

En la Figura 55 se observa el comportamiento lineal creciente de la componente hidrostática con la altura THT. Como se puede interpretar, las pérdidas de carga hidrostáticas son dominantes, teniendo un peso del 96,8%. Después, las pérdidas de carga primarias, suponen un 3% de las pérdidas de carga en la torre. Por último, las pérdidas secundarias, son prácticamente inapreciables con un 0,2%.

Por último, la Figura 56 recoge todas las pérdidas en la instalación del sistema receptor. Las pérdidas de carga en la instalación están dominadas por la caída de presión en la torre, con un peso de 89% frente al 11% de influencia que tiene la caída de presión en el receptor.

Sumando la caída de presión en la torre y la caída de presión en el receptor, se obtiene la caída de presión en el sistema receptor completo, según la ecuación (38). Los resultados se muestran en la Tabla 14 del Anexo C.

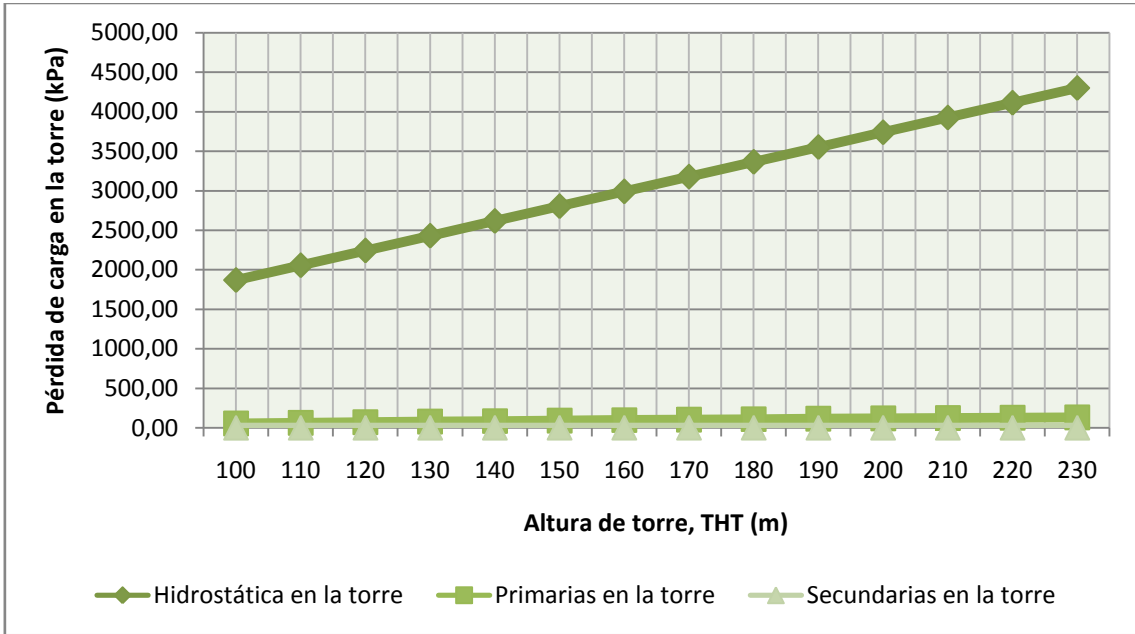


Figura 55. Pérdida de carga en la torre: hidrostática y fluidostática

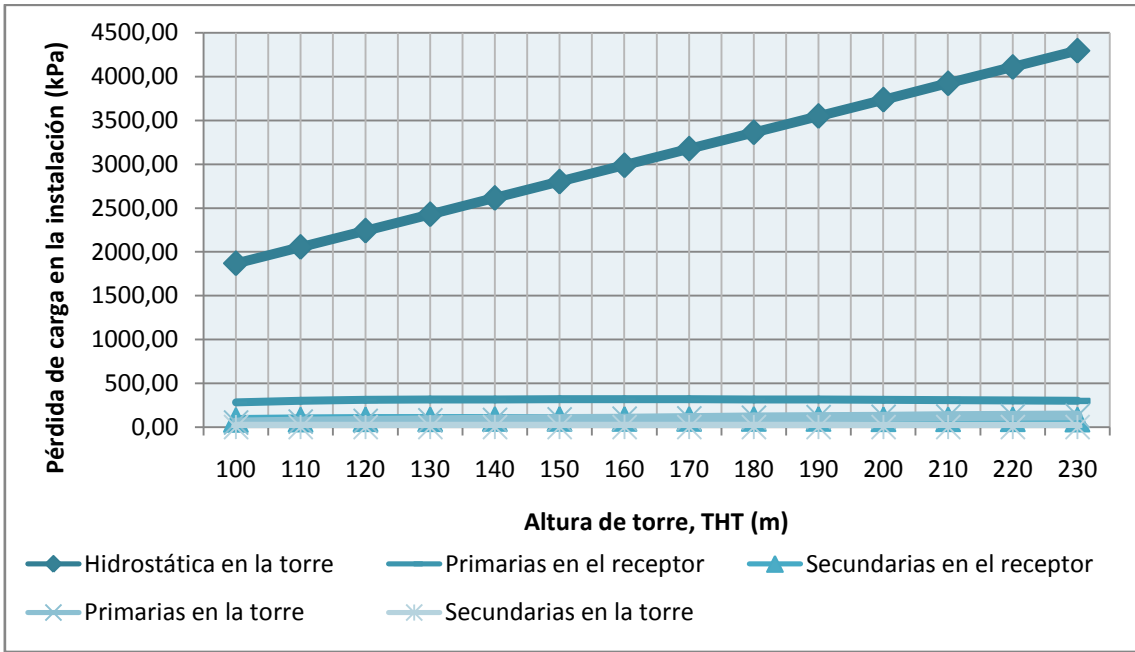


Figura 56. Pérdidas en la instalación

Conocida la caída de presión presente en el circuito de las sales fundidas, se calcula la energía consumida en el bombeo de las sales con la ayuda de la ecuación (40). El rendimiento considerado para la bomba de sales fundidas ha sido del 50%, tomando como referencia el rendimiento de este tipo de bombas en otras centrales, pues no ha sido posible encontrar este dato para Gemasolar. En la Tabla 14 se recopilan los datos obtenidos y en la Figura 57 se representan.

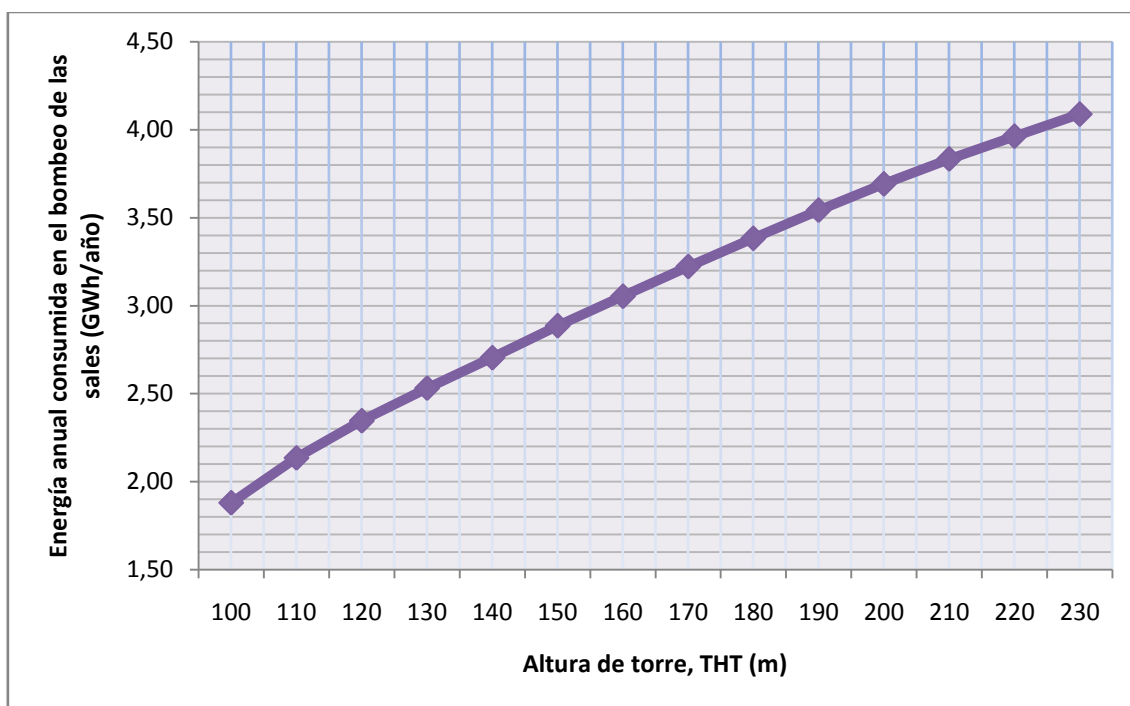


Figura 57. Energía anual consumida en el bombeo de las sales fundidas por la torre y el receptor

3.3. Energía neta

Por último, se puede hacer el balance entre la energía útil de la que se dispone y la que se emplea en el proceso de bombeo, mediante la ecuación (41). Los datos se recogen en la Tabla 15 y se representan en la Figura 58.

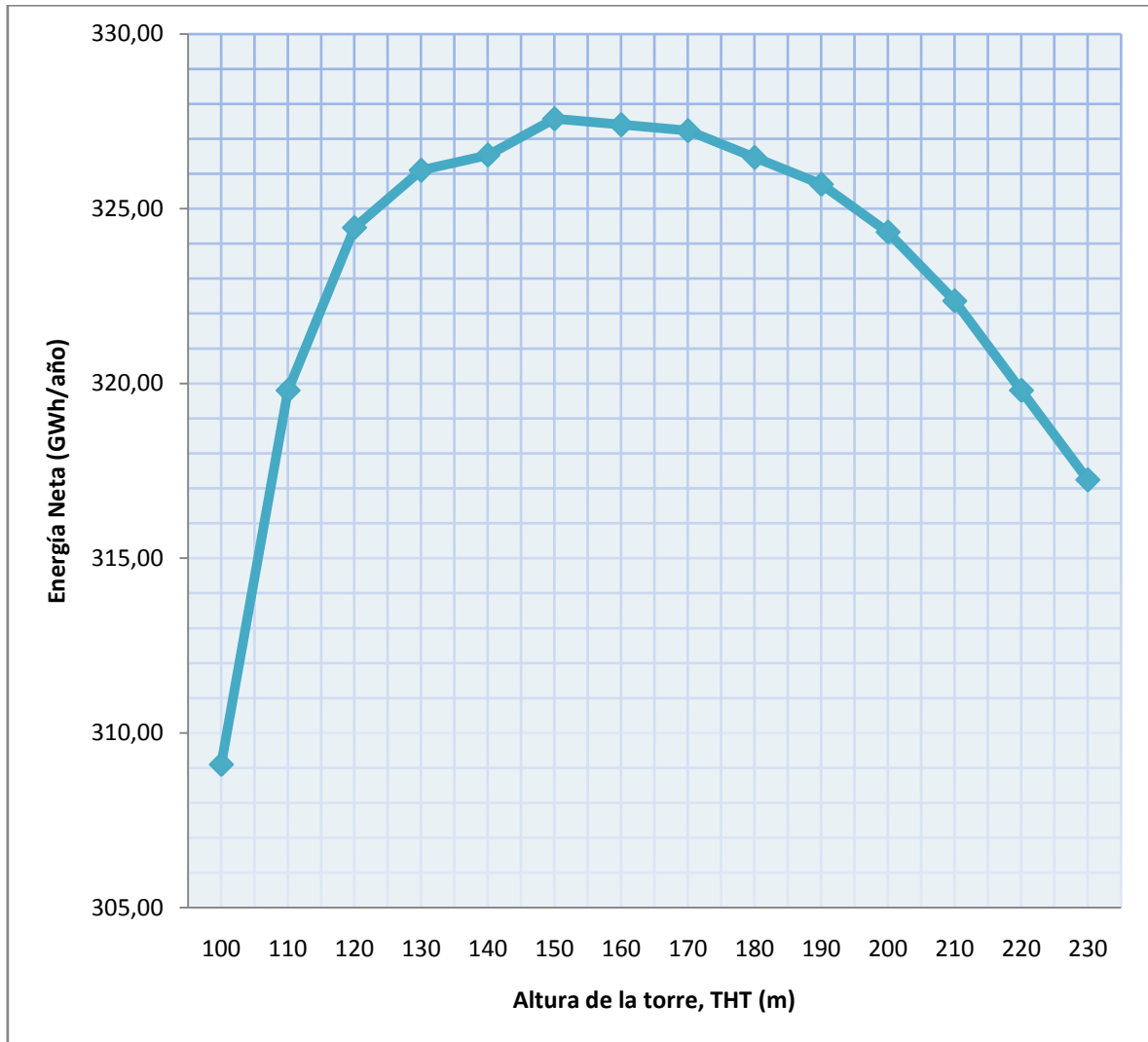


Figura 58. Energía neta

3.4. Altura óptima de torre

La energía térmica disponible en el receptor es máxima para las alturas THT de 150, 160 y 170 metros e igual a $330,46 \text{ } GWh/año$. El consumo de la bomba, sin embargo no es el mismo para los tres casos, sino que aumenta linealmente con la altura THT. Al considerar el consumo invertido en el bombeo, en la Figura 58 se observa que el máximo se encuentra a una THT de 150 metros con una energía anual disponible de $327,57 \text{ } GWh/año$. Si se recuerda la explicación de las definiciones de las variables THT y TOWL de DELSOL, THT se define como la altura de la torre medida desde el punto de pivote de un heliostato hasta el punto medio o central del receptor, por lo que la altura de la torre medida desde el suelo sería TOWL, ver ecuación (1)

Tabla 12. Diseño óptimo

DISEÑO ÓPTIMO		
Planta		
Tipo	Termosolar de Receptor Central	
Latitud (°)	37,56°N	
Altitud (m)	170	
Campo solar		
Distancia más alejada heliostatos-torre (m)	857	
Distancia más cercana heliostatos-torre (m)	80	
Número de heliostatos	2.871 en disposición circular	
Alto (m)	11	
Ancho (m)	11	
Superficie de heliostato (m ²)	121	
Superficie útil de espejo (m ²)	117,37	
Reflectividad superficie	0,91	
Eficiencia campo solar	0,543	
Receptor		
Tipo	Externo Cilíndrico Vertical de sales fundidas (16 paneles)	
Alto (m)	10,5	
Ancho (m)	8,5	
Rendimiento del receptor	0,88	
Torre		
Altura THT (m)	150	
Altura desde el suelo (m)	160,75	
Diámetro (m)	10	
Fluido caloportador		
Tipo	Sales fundidas	
Temperatura de operación fría (°C)	290	
Temperatura de operación caliente (°C)	565	

4. CONCLUSIÓN

Las tecnologías de aprovechamiento solar sin concentración permiten alcanzar temperaturas de hasta 130°C en la Península Ibérica, y son usadas en ACS, calefacción o procesos industriales de baja temperatura. Las tecnologías de concentración permiten alcanzar temperaturas más elevadas y se usan para la producción de potencia. Los tipos más extendidos son: Cilindro Parabólico, Lentes Fresnel, Torre Central, y Disco Stirling.

Las plantas de Receptor Central se componen de un campo de heliostatos, con un sistema de seguimiento en dos ejes, que según la distribución puede ser norte o circular. Las pérdidas asociadas a los heliostatos son el efecto coseno, las sombras, los bloqueos, la atenuación atmosférica y la reflectividad de la superficie. El receptor se sitúa en el punto más alto de la torre y puede ser de varios tipos. Según la disposición de los tubos puede ser de cavidad o externo (cilíndrico, semicilíndrico o plano), según la orientación de los tubos puede ser vertical u horizontal, según el fluido que circula por los tubos puede ser de agua, de gases o de sales fundidas y según el tipo de mecanismo empleado para la transferencia de energía puede ser de placa, de tubo o volumétrico. Las pérdidas asociadas al receptor son la absorptividad de su superficie, y las pérdidas por radiación y convección con el ambiente. La torre es el elemento que da soporte al receptor y lo sitúa a la altura adecuada para la mayor obtención de energía posible. El sistema de almacenamiento consiste en emplear dos tanques de almacenamiento de sales fundidas: uno de frías y otro de calientes.

El problema propuesto en este trabajo es la optimización de la altura de la torre en una planta de Receptor Central con un campo de heliostatos circular. Para resolverlo, se realiza un estudio paramétrico de las variables que afectan a su diseño. Como referencia, se ha tomado el campo solar de Gemasolar. Esta planta consta de un campo de heliostatos de gran superficie, de tipo circular, un receptor externo cilíndrico de 16 paneles de sales fundidas y un sistema de almacenamiento de dos tanques.

Para modelar el campo de heliostatos se ha utilizado el software DELSOL3, del que se ha obtenido la radiación solar incidente sobre el campo, y el rendimiento del campo solar. De los resultados se observa que las pérdidas por desbordamiento aumentan con THT, mientras que las de coseno se comportan de forma opuesta: disminuyen al aumentar THT. El resto de pérdidas: sombras, bloqueos, reflectividad y atenuación son pequeñas y varían poco con THT. La eficiencia del campo solar resultado del producto de todos los factores de pérdidas comprende valores entre 0,511 y 0,543. Tras esto se puede calcular la energía anual térmica disponible para el calentamiento de las sales en el receptor, para el rango de alturas estudiado, los valores de energía se encuentran entre 310,98 y 330,46 $GWh/año$.

Por otro lado, se calcula el consumo invertido en el bombeo de las sales por la instalación, para ello se han calculado las pérdidas de carga en receptor y torre. Se observa que el consumo aumenta con la altura THT, resultando un 1% de la energía disponible en el receptor para la altura mayor estudiada, 230 metros. También, se aprecia que las pérdidas hidrostáticas en la torre son predominantes, función lineal con la altura de la torre. El resto de pérdidas de la instalación podrían llegar a despreciarse en un primer cálculo y seguir obteniendo un resultado válido.

Por lo tanto, partiendo de la radiación solar disponible, se consideran las pérdidas por la eficiencia del campo solar, la eficiencia del receptor y el consumo en el bombeo de sales, y queda la energía neta anual disponible en la base de la torre. Tras esto, la energía ha de pasar al sistema de almacenamiento, y después al bloque de potencia.

Tras un análisis de los resultados obtenidos, la mayor energía disponible en el receptor se obtiene para el valor de mayor eficiencia de campo solar, a una altura de torre medida desde la base de pivote de los heliostatos de 150, 160 y 170 metros. El menor consumo de bomba se consigue para la menor de dichas alturas, 150 metros, por lo que el punto óptimo se encuentra a 150 metros de altura desde el punto de pivote de los heliostatos hasta el punto medio del receptor, por lo que la altura total de la estructura sería 160,75 metros, medida desde el suelo hasta el punto más elevado en la torre.

El óptimo resultante se encuentra 20 metros por encima de la torre de Gemasolar que mide 140 metros de alto. La diferencia se puede atribuir a la diferencia que existe entre el campo diseñado y el de Gemasolar: el número de heliostatos en el campo de diseño es de 2.871 frente a los 2.650 de Gemasolar, y el área útil de espejos en el diseño es 117,37 m² frente a los 115,7 m² de Gemasolar.

5. LINEAS FUTURAS

El procedimiento desarrollado para obtener el óptimo ha evaluado el campo solar y el sistema receptor. Puede mejorarse si se tienen en cuenta el sistema de almacenamiento y el bloque de potencia posteriores, así como un estudio económico global.

Los valores empleados para el cálculo de la radiación solar, la eficiencia del campo solar, y el gasto másico de sales circulando por la instalación, son valores medios anuales. Para un resultado más correcto habría que hacer un estudio en tramos temporales más cortos y en número mayor de días, así como calcular la eficiencia del campo solar para cada heliostato, o al menos cada sector del campo de heliostatos en diferentes momentos del día y para diferentes días del año. Téngase en cuenta que la central no opera siempre a máximo rendimiento, por lo que no siempre circulará el mismo flujo másico de sales por la instalación ni existirá por tanto el mismo consumo en el bombeo de las mismas. El rendimiento de la bomba considerado es constante para todas las alturas a superar, y en un cálculo exacto habría que considerar que el rendimiento de la máquina varía según la altura.

También podría variarse el tamaño del receptor, un factor importante a la hora de determinar el punto óptimo de funcionamiento de la planta.

6. ANEXOS

A. *Input* en DELSOL3 para el diseño

```

INPUT
&BASIC
iprob=0
nyear=9
iprint=0
plat=37.56
alt=0.17
insol=0
iweath=2
nsun=1
/
&FIELD
radmin= (variable)
radmax= (variable)
idens=3
densit (1,:)= 12*0.452
densit (2,:)= 12*0.409
densit (3,:)= 12*0.329
densit (4,:)= 12*0.259
densit (5,:)= 12*0.208
densit (6,:)= 12*0.170
densit (7,:)= 12*0.142
densit (8,:)= 12*0.121
iuserf=2
nazm=12
nrad=8
nradm=12*1
nradm=3*8, 6, 5, 3*4, 5, 6, 2*8
/
&HSTAT
wm=11
hm=11
iround=0
sigel=0.002
sigaz=0.002
sigsx=0.002
sigsy=0.002
icant=0
xfocus=1
yfocus=1
ifocus=0
isb=1
/
&REC

```

```

tht= (variable)
towl= (variable)
towd=10
h=10.5
w=8.5
rrecl=1
iautop=0
/
&NLFLUX
/
&NLEFF
/
&rec
w=-100.
/

```

B. Eficiencia del campo solar y factores de pérdidas

Tabla 13. Factores de pérdidas y eficiencia del campo solar

THT (m)	100	110	120	130	140	150	160	170	180	190	200	210	220	230
COSENO	0,773	0,778	0,783	0,788	0,792	0,797	0,801	0,805	0,808	0,812	0,815	0,818	0,822	0,825
SOMBRAS	0,971	0,971	0,971	0,971	0,971	0,971	0,971	0,971	0,971	0,971	0,971	0,971	0,971	0,971
BLOQUEOS	0,943	0,976	0,988	0,989	0,991	0,992	0,994	0,995	0,996	0,998	0,999	0,999	1,000	1,000
ATENUACIÓN	0,950	0,950	0,949	0,949	0,949	0,948	0,948	0,948	0,947	0,947	0,946	0,946	0,946	0,945
INTERCEPTACIÓN	0,834	0,830	0,828	0,826	0,823	0,820	0,815	0,811	0,805	0,799	0,792	0,784	0,776	0,767
REFLECTIVIDAD	0,910	0,910	0,910	0,910	0,910	0,910	0,910	0,910	0,910	0,910	0,910	0,910	0,910	0,910
TOTAL	0,511	0,529	0,537	0,540	0,541	0,543	0,543	0,543	0,542	0,541	0,539	0,536	0,532	0,528

C. Pérdidas de carga y consumo en el bombeo de sales fundidas en la instalación del sistema receptor

Tabla 14. Pérdidas de carga en el sistema receptor y consumo de bombeo de sales

THT (m)	100	110	120	130	140	150	160	170	180	190	200	210	220	230
Pérdidas de carga (kPa)														
Primarias en receptor	281,93	302,24	311,43	314,81	315,78	318,20	318,20	318,20	317,23	315,78	313,36	309,98	305,63	300,79
Secundarias en receptor	82,80	88,76	91,46	92,46	92,74	93,45	93,45	93,45	93,17	92,74	92,03	91,04	89,76	88,34
Totales en el receptor	364,73	391,00	402,89	407,27	408,52	411,65	411,65	411,65	410,40	408,52	405,39	401,01	395,38	389,13
Primarias en la torre	53,96	63,63	71,52	78,33	84,61	91,35	97,44	103,53	109,29	114,83	119,95	124,59	128,69	132,41
Secundarias en la torre	4,24	4,54	4,68	4,73	4,75	4,78	4,78	4,78	4,77	4,75	4,71	4,66	4,60	4,52
Hidrostática en la torre	1868,59	2055,45	2242,31	2429,17	2616,03	2802,89	2989,75	3176,61	3363,47	3550,33	3737,19	3924,05	4110,91	4297,77
Total en la torre	1926,79	2123,63	2318,52	2512,24	2705,39	2899,03	3091,98	3284,93	3477,53	3669,91	3861,85	4053,30	4244,19	4434,70
Total en sistema receptor	2291,52	2514,63	2721,41	2919,50	3113,91	3310,68	3503,62	3696,57	3887,92	4078,43	4267,24	4454,31	4639,57	4823,82

D. Energía neta

Tabla 15. Energía anual útil en el receptor, energía anual consumida en el bombeo de las sales, y energía neta anual

THT (m)	100	110	120	130	140	150	160	170	180	190	200	210	220	230
Energía útil en receptor anual (GWh/año)	310,98	321,94	326,80	328,63	329,24	330,46	330,46	330,46	329,85	329,24	328,02	326,20	323,76	321,33
Energía bombeo sales anual (GWh/año)	1,88	2,14	2,35	2,53	2,70	2,89	3,05	3,22	3,38	3,54	3,69	3,83	3,96	4,09
Energía neta anual (GWh/año)	309,10	319,80	324,46	326,10	326,53	327,57	327,40	327,23	326,46	325,70	324,33	322,36	319,80	317,24

BIBLIOGRAFÍA

Abengoa Solar. Abengoa Solar. [En línea] www.abengoasolar.com.

Academia de Ingeniería México. Academia de Ingeniería México. [En línea] <http://academiadeingenieriademexico.mx/>.

Acciona. Acciona. [En línea] <http://www.acciona.es/lineas-de-negocio/proyectos-emblematicos/planta-termosolar-nevada-solar-one>.

Adr. Adr formación. [En línea] <http://www.adrformacion.com/udsimg/solarter/1/Discoparab.gif>.

AENOR. AENOR. [En línea] http://www.aenor.es/aenor/normas/normas/fichanorma.asp?tipo=N&codigo=N0030895&PDF=Si#.VBCqqfl_s1Y.

Agencia Andaluza de la Energía. Agencia Andaluza de la Energía. [En línea] <http://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/noticias/impacto-socioeconomico-eerr2011>.

Alimak. Alimakhek. [En línea] <http://alimakhek.com/es/Industrias/Energia>.

Bradshaw, Robert W. 2002. *Final Test and Evaluation Results from the Solar Two Project*. 2002.

2012. *Comando Actualidad - Líderes en Energía Termosolar*. RTVE, 2012.

CSP-World. CSP-World. [Online] <http://www.csp-world.com/>.

ESolar. ESolar. [En línea] www.esolar.com.

Garrido, D. Santiago García. Principios de funcionamiento de las centrales solares termoeléctricas. *Guía técnica de la energía solar termoeléctrica*.

Google Maps. Google Maps. [En línea] <https://maps.google.es/>.

Gregory J. Kolb, et All. 2011. *Power Tower Technology Roadmap and Cost Reduction Plan*. Sandia : Sandia National Laboratories, 2011.

Iglesias, Daniel. 2012. *Estudio numérico del flujo de sales fundidas en un receptor central de torre mediante fluent*. 2012.

Innovation in concentrated solar power. **David Barlev, Ruxandra Vidu, Pieter Stroeve. 2011.** s.l. : ELSEVIER, 2011.

Izquierdo Millán, Marcelo. 2013-2014. Apuntes de Energías Renovables. 2013-2014.

Kalogirou. 2009. Solar Thermal Power Systems. *Solar Thermal Power Systems*. 2009.

Kistler, B.L. 1986. *A User's Manual for DELSOL3*. Sandia : Sandia National Laboratories, 1986.

Laboratories, Sandia National. 1986. A Handbook for Solar Central Receiver Design. Sandia : s.n., 1986.

Lata, Jesus M. 2008. High Flux Central Receivers of Molten Salts for the New Generation of Commercial Stand-Alone Solar Power Plants. 2008.

Losada San José, Jorge. *Análisis de un sistema de disco parabólico con motor stirling*.

MadridMasd. MadridMasd - Energías Alternativas. [En línea]
<http://www.madrimasd.org/blogs/energiasalternativas/2011/04/26/131177>.

Monografías. Monografías. [En línea]
<http://www.monografias.com/trabajos72/demanda-electrica-vivienda-energia-solar/image002.jpg>.

Moya, D. Eduardo Zarza. 2012. Principales Retos de I+D y Potencial Contribución a un Mercado Energético Sostenible. *Guía técnica de la energía solar termoeléctrica*. Madrid : s.n., 2012.

Noticias. **SENER. 2014.** 41, s.l. : Comunicación de SENER, 2014.

Novatec. Novatec Solar. [En línea] www.novatecsolar.com.

PSA. PSA. [En línea] <http://www.psa.es/webesp/instalaciones/receptor.php>.

Red Eléctrica Española. REE. *REE*. [En línea] <http://www.ree.es/>.

Renovalia. Renovalia Energía. [En línea] www.renovaliaenergia.com.

Renovetec. Renovetec. [En línea] <http://www.renovetec.com/seguimiento17.jpg>.

SENER. SENER Power Processes. [Online] <http://www.sener-power-process.com/ENERGIA/solar/es>.

Torresol Energy. Torresol Energy. *Torresol Energy*. [En línea] Torresol Energy. www.TorresolEnergy.com.

White, F. M. *Fluid Mechanics*.

Wikipedia. Wikipedia. [En línea] http://es.wikipedia.org/wiki/Luz_solar.

